

12 Entwicklung von Strom- und Wasserstoffgestehungskosten bei Anwendung von CCS

12.1 Zukünftige Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung technologischer Entwicklungen, Brennstoffpreissteigerungen und Reduktionskosten von Treibhausgasen auf der Basis des Emissionshandels

12.1.1 Entwicklung von Brennstoffpreisen und der Preise für CO₂-Emissions-zertifikate

Um langfristig wirksame Investitionsentscheidungen wie den Bau von langlebigen Kraftwerken korrekt bewerten zu können, sind insbesondere Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Preise fossiler Energieressourcen erforderlich. Diese sollten eine ausreichend große Bandbreite möglicher Entwicklungen abdecken und insbesondere berücksichtigen, dass wie im Falle von CCS-Anlagen Investitionsentscheidungen erst um 2020 anstehen, dann aber 30 und mehr Jahre wirksam sein können. Im Lichte der beträchtlichen jüngsten Preissteigerungen bei Rohöl, die ein gutes Jahrzehnt sehr niedriger Preise beendet haben und den sich mittelfristig abzeichnenden Verknappungen dieses Rohstoffs, empfiehlt es sich, auch Preisentwicklungen zu berücksichtigen, die vor einigen Jahren noch als unwahrscheinlich angesehen wurden. Diese dürften inzwischen jedoch wahrscheinlicher sein als viele der Niedrigpreisannahmen, die zahlreichen Studien der letzten fünf Jahre noch als Ausgangsbasis für ihre Schlussfolgerungen dienten.

Hier werden zwei Preispfade für fossile Brennstoffpreise berücksichtigt, die in etwa dieses Spektrum abbilden. Das „traditionelle“ Preisszenario - als „EWI 2005“ bezeichnet - beruht auf den Annahmen des Energiereports IV (EWI/Prognos 2005). Es geht noch vom Energiepreinsniveau um 2002 aus und beschreibt eine Preisentwicklung bis 2030. Es wurde hier bis 2050 fortgeschrieben. Das zweite Preisszenario, welches die jüngsten Preissteigerungen mitberücksichtigt und diese tendenziell fortschreibt, wird als „DLR 2005“ bezeichnet.²⁸ Es beruht zum Teil auf den in (BMU 2004) getroffenen Annahmen und wurde entsprechend aktualisiert.

Abb. 12-1 stellt beispielhaft die Vergangenheitsentwicklung des Rohölpreises auf der Basis von Jahresmittelwerten (\$/b real mit Geldwert 2000) diesen zwei zukünftigen Preispfaden gegenüber. Während der Jahresmittelwert in 2002 noch 24 \$₂₀₀₀/b betrug, stieg er in 2004 auf 36 \$₂₀₀₀/b und erreichte in 2005 (Mittelwert Januar bis September) bereits 48 \$₂₀₀₀/b. Die nominalen Preise haben bereits das Niveau der Spitzenpreise um 1982 überschritten, das reale Preisniveau liegt im Jahresmittel noch darunter. In kurzfristigen Spitzenwerten wurden im Jahr 2006 allerdings bereits Preise um 70 \$₂₀₀₀/b erreicht.

Der Preispfad EWI 2005 erreicht, ausgehend vom Niveau des Jahres 2002, einen realen Ölpreis von 37 \$₂₀₀₀/b in 2030 (nominal von 63 \$/b) und von 50 \$₂₀₀₀/b in 2050 (nominal von

²⁸ EWI/Prognos haben inzwischen (EWI/Prognos, August 2006) eine Preisvariante vorgestellt, die ebenfalls die bisherigen Preisanstiege aufgreift und einen deutlich höheren Preispfad darstellt. Er ist nachrichtlich in Abb. 12-1 dargestellt („EWI 2006“). Er geht von einem gewissen Abbau der derzeitigen Preisspitzen bis ca. 2015 aus, nähert sich aber bis 2030 dem Preispfad „DLR 2005“. Diese Aktualisierung unterstützt die Aussage, dass der Energiepreispfad „DLR 2005“ ein zukünftig realistischer Preispfad sein dürfte.

110 \$/b), liegt also während des gesamten Betrachtungszeitraums unter dem Niveau des Jahres 2005. Der jetzige Ölpreis müsste also wieder deutlich sinken, um sich diesem Niveau zu nähern. Der Preispfad DLR 2005 geht vom Niveau des Jahres 2005 aus und nimmt einen weiteren, aber eher verhaltenen Preisanstieg an. In 2030 werden so 65 \$₂₀₀₀/b (nominal 110 \$/b) erreicht und in 2050 von 72 \$₂₀₀₀/b (nominal 160 \$/b).

Ölpreis, real in \$2000/bbl

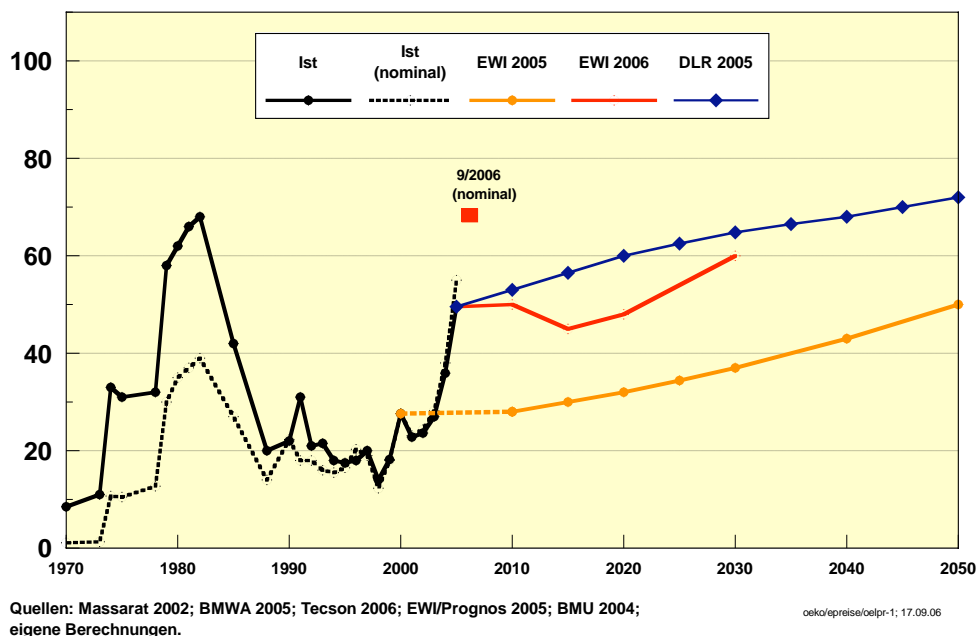


Abb. 12-1 Entwicklung des realen (\$₂₀₀₀) und nominalen Ölpreises seit 1970; Energiepreisfade (EWI 2005) und (DLR 2005) in realen Preisen bis 2050 und (nachrichtlich) der Preisfad EWI 2006 bis 2030

Für die weiteren Betrachtungen sind insbesondere die Preise von Erdgas und Steinkohle für Kraftwerke von Bedeutung. Da Kraftwerke bereits heute in Deutschland dem Emissionshandel unterworfen werden, interessiert auch die weitere Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate. Sie liegen derzeit bei 15-20 €/t, nachdem ursprünglich vermutet wurde, dass in der ersten Phase des Emissionshandels bis 2007 die Preise nicht über 10 €/t CO₂ steigen würden. In beiden Preispfaden steigen die „CO₂-Preise“ kontinuierlich; in EWI 2005 nur sehr gering von 5 €/t CO₂ in 2010 auf 15 €/t CO₂ in 2030 (fortgeschrieben auf 22,5 €/ CO₂ in 2050), in DLR 2005 etwas deutlicher, aber immer noch relativ moderat, von 7,5 €/ CO₂ in 2010 auf 22,5 €/t CO₂ in 2030 und auf 35 €/t CO₂ in 2050. In der weiteren Betrachtung werden diese Preise zur Ermittlung der jeweiligen Stromgestehungskosten entsprechend dem Kohlenstoffgehalt der Brennstoffe auf die Brennstoffpreise umgelegt²⁹.

Die resultierenden für Kraftwerke relevanten Brennstoffpreise mit und ohne CO₂-Aufschlag sind in Abb. 12-2 und in Tab. 12-1 zusammengestellt. In (EWI 2005) werden die Preise des Jahres 2005 bei Gas erst wieder in 2025, bei Steinkohle erst um 2045 erreicht. Der unterstellte CO₂-Aufschlag verschiebt diese Zeitpunkte deutlich nach vorne auf die Jahre 2015

²⁹ Da sich bei den CO₂-armen CCS-Kraftwerken nur die deutlich geringeren verbleibenden CO₂-Emissionen bei der Kostenbestimmung auswirken, ist damit eine zunehmende Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen fossilen Kraftwerken gegeben, die etwa dann eintritt, wenn die CO₂-Preise die ermittelten CO₂-Vermeidungskosten dieser Anlagen errichten.

bzw. 2010. Beim Preispfad (DLR 2005) sind die Brennstoffpreise ohne CO₂-Aufschlag im Jahr 2020, dem Zeitpunkt möglicher erster kommerzieller CCS-Anlagen, um etwa ein Drittel höher als in (EWI 2005) und im Jahr 2050 um 45 % höher für Gas und um 30 % höher für Kohle. Die angenommenen CO₂-Aufschläge verteuern insbesondere die Kohle deutlich. In (DLR 2005) liegt der Kohlepreis inklusive CO₂-Aufschlag in 2050 beim 3-fachen des Wertes von 2005, bei Erdgas beim 2,5-fachen. Nachrichtlich sind auch die Preise für Braunkohle angegeben.

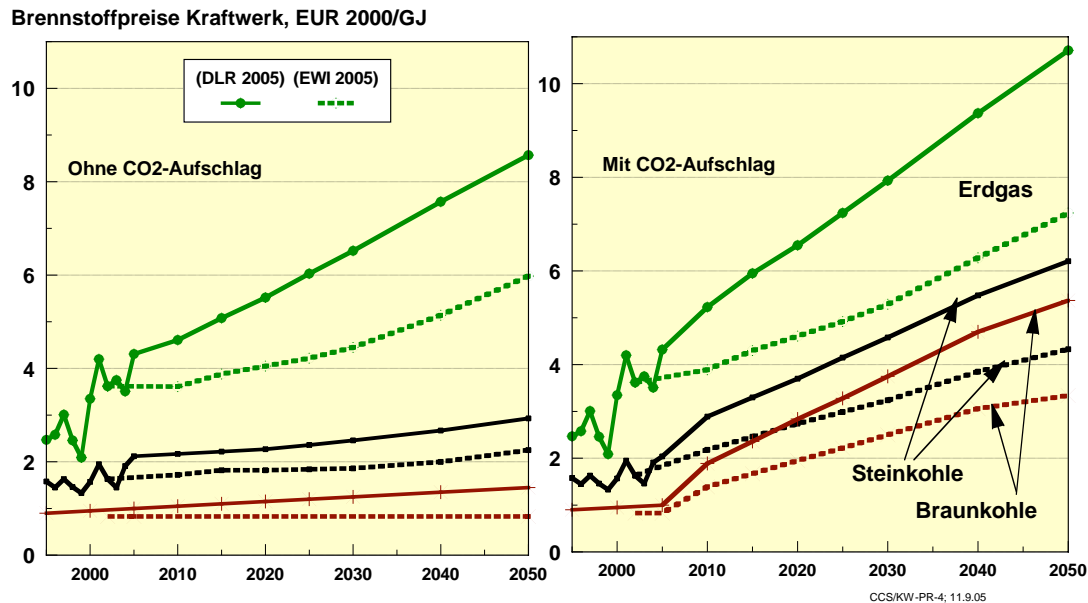


Abb. 12-2 Brennstoffpreise frei Kraftwerk (in €₂₀₀₀/GJ) für die Preisszenarien DLR 2005 (durchgezogene Linien) und EWI 2005 (gestrichelte Linien) ohne (links) und mit CO₂-Aufschlag (rechts) für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle.

Die angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise und der Preise für CO₂-Emissionszertifikate hat sowohl Auswirkung auf die Kostenunterschiede zwischen Technologien mit CO₂-Rückhaltung gegenüber solcher ohne Rückhaltung (wegen der unterschiedlichen Wirkungsgrade) als insbesondere auch hinsichtlich der Konkurrenzfähigkeit mit den CO₂-freien Technologien auf der Basis erneuerbarer Energiequellen.

Tab. 12-1 Brennstoffpreise für Kraftwerke in zwei Preispfade (EWI 2005 und DLR 2005) ohne und mit CO₂-Aufschlag in €-ct₂₀₀₀/kWh_{th} und in €₂₀₀₀/GJ.

			EWI						Fortschreibung				Mittelwert 20-50	Anstieg 20 - 50 %/a
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050			
EWI 2005														
Erdgas														
ct/kWh th	1,27	1,55	1,30	1,40	1,46	1,52	1,60	1,72	1,85	1,98	2,15	1,75	1,59	
EUR/GJ	3,53	4,31	3,61	3,88	4,04	4,23	4,45	4,78	5,14	5,50	5,98	4,87		
Steinkohle														
ct/kWh th	0,57	0,76	0,62	0,65	0,65	0,66	0,67	0,69	0,72	0,77	0,81	0,71	0,79	
EUR/GJ	1,59	2,12	1,72	1,82	1,82	1,84	1,86	1,93	2,00	2,13	2,25	1,98		
Braunkohle														
ct/kWh th	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,00	
EUR/GJ	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83		
EWI 2005 + CO2														
Erdgas		EUR/t	5,00	7,50	10,00	12,50	15,00	17,50	20,00	21,25	22,50			
ct/kWh th	1,27	1,55	1,40	1,55	1,66	1,77	1,91	2,08	2,26	2,43	2,61	2,10	1,90	
EUR/GJ	3,53	4,31	3,89	4,30	4,61	4,92	5,30	5,79	6,28	6,76	7,24	5,84		
Steinkohle														
ct/kWh th	0,57	0,76	0,78	0,88	0,99	1,08	1,17	1,28	1,38	1,47	1,56	1,27	1,93	
EUR/GJ	1,59	2,12	2,18	2,46	2,74	2,99	3,24	3,55	3,85	4,09	4,33	3,54		
Braunkohle														
ct/kWh th	0,30	0,30	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	0,95	1,10	1,05	1,20	0,96	2,38	
EUR/GJ	0,83	0,83	1,39	1,67	1,95	2,22	2,50	2,64	3,06	2,92	3,34	2,66		
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050			
DLR 2005														
Erdgas														
ct/kWh th	1,21	1,55	1,73	1,90	2,06	2,23	2,40	2,58	2,76	2,96	3,15	2,59	1,76	
EUR/GJ	3,35	4,31	4,81	5,27	5,73	6,20	6,67	7,17	7,67	8,21	8,76	7,20		
Steinkohle														
ct/kWh th	0,57	0,76	0,79	0,81	0,84	0,87	0,90	0,94	0,98	1,03	1,08	0,95	0,97	
EUR/GJ	1,59	2,12	2,20	2,26	2,32	2,42	2,51	2,62	2,72	2,86	3,00	2,64		
Braunkohle														
ct/kWh th	0,34	0,36	0,38	0,40	0,41	0,43	0,45	0,47	0,49	0,51	0,52	0,47	0,86	
EUR/GJ	0,95	1,00	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,31	1,36	1,40	1,45	1,30		
DLR 2005 + CO2														
Erdgas		EUR/t	7,50	11,25	15,00	18,75	22,50	26,25	30,00	32,50	35,00			
ct/kWh th	1,21	1,55	1,82	2,05	2,29	2,54	2,80	3,07	3,33	3,57	3,80	3,06	2,20	
EUR/GJ	3,35	4,31	5,05	5,70	6,37	7,06	7,78	8,52	9,26	9,91	10,56	8,49		
Steinkohle														
ct/kWh th	0,57	0,76	1,03	1,17	1,32	1,48	1,64	1,80	1,96	2,09	2,22	1,79	2,27	
EUR/GJ	1,59	2,12	2,86	3,25	3,67	4,11	4,55	5,00	5,45	5,81	6,17	4,97		
Braunkohle														
ct/kWh th	0,34	0,36	0,68	0,85	1,02	1,19	1,35	1,52	1,69	1,81	1,93	1,50	2,97	
EUR/GJ	0,95	1,00	1,89	2,36	2,84	3,29	3,75	4,23	4,70	5,03	5,37	4,17		

12.1.2 Eckdaten der Kostenbestimmung und Stromkosten im Jahr 2020

Untenstehend werden Kostenangaben verschiedener relevanter Literaturquellen zu zukünftigen Kraftwerken mit und ohne CO₂-Rückhaltung dargestellt. Die Kosten wurden jedoch auf der Basis unterschiedlicher ökonomischen Eckdaten wie Bezug für Geldwert, Zinssätze und Abschreibungsdauern, unterschiedlichen Ausnutzungsdauern der Kraftwerke und teilweise sehr verschiedener Brennstoffpreisen ermittelt. Sie sind daher nur bedingt vergleichbar. Allein die unterschiedlichen Annahmen zur Annuität und zur Ausnutzungsdauer der Anlagen (Tab. 12-2) führen zu Unterschieden in der Kostenberechnung von bis zu +/- 20 %. Weiterhin können unterschiedliche Kraftwerksgrößen zu verschiedenen spezifischen Investitionskosten führen. Auch die Unterschiede in den Brennstoffpreisen sind beträchtlich, wobei im Allgemeinen auch keine Aussagen über die Steigerungsraten während der Betriebsdauer der Anlagen (z.B. zwischen 2020 und 2050) gemacht wurden. Die Angaben aus vier wichtigen Quellen (Williams 2002, IEA 2003, ECOFYS 2004, IPCC 2005) werden daher im Folgenden auf der Basis gleicher Ausgangsdaten hinsichtlich Zinssatz, Abschreibungsdauer, jährlicher

Volllaststundenzahl und Brennstoffkosten gegenübergestellt und mit den hier definierten Referenztechnologien verglichen.

Tab. 12-2 Eckdaten für die Berechnung der Stromkosten fossiler Kraftwerke

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC**) (2005)	Referenz
Zinssatz	%/a	12	10	10		10
Abschreibungsdauer	a	15	30	25		25
Annuität	%/a	15,0	10,6	11,0	11 – 17	11,0
Ausnutzungsdauer	h/a	7 000	8 200	7 500	5 700 – 7 800	7 000
Einfluss auf die Stromgestehungskosten bezogen auf Referenz		1,10	0,85	0,93	0,80 – 1,20	1,00
Brennstoffpreise						
– Erdgas	€/GJ	3,93	3,20	3,00	3,0 – 4,8	4,0 - 5,7 *)
– Steinkohle	€/GJ	1,24	1,60	2,00	1,8 – 2,3	1,8 - 2,3 *)

*) Preise für 2020 ohne CO₂-Aufschlag

**) Bandbreiten der in IPCC 2005 zitierten Untersuchungen

In Tab. 12-3 sind die Kenndaten von drei Kraftwerkstypen zusammengestellt, die für einen frühen Einsatz (um 2020) von CO₂-Rückhaltetechniken von besonderer Bedeutung sind. Dies sind

- effiziente Steinkohle-Dampfkraftwerke (SK-Dampf)
- Steinkohle-GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (SK-IGCC) und
- gasgefeuerte GuD-Kraftwerke (GuD).

Sie werden in allen relevanten Quellen berücksichtigt. Erdgasgefeuerte Dampfkraftwerke wurden nur in (ECOFYS 2004) zusätzlich untersucht. Sie sind aber wegen deutlich geringerer Wirkungsgrade im Vergleich zu GuD-Kraftwerken für eine CO₂-Rückhaltung nicht von größerem Interesse. Deutliche Einschätzungsunterschiede ergeben sich bei SK-Dampfkraftwerken. Die aufgeführten Angaben der Referenzkraftwerke berücksichtigen deshalb in besonderen Maße die deutsche Situation. So sind die Daten des SK-Dampfkraftwerks 2020 in Anlehnung an das Konzept des Referenzkraftwerks NRW (VGB 2004) festgelegt worden. Bei erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken sind die Unterschiede in den Annahmen geringer. IGCC-Kraftwerke auf Steinkohlebasis werden allgemein im Jahr 2020 noch als deutlich teurer eingeschätzt.

Tab. 12-3 Kenndaten fossiler Kraftwerke **im Jahr 2020** und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (**ohne** Rückhaltung und Endlagerung von CO₂); alle Kosten in € bzw. €-ct (Geldwert 2000)

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC (2005) ¹⁾	Referenz
Steinkohle, Dampfkraftwerk						
Leistung	MW	460	k.A.	500	k.A.	700
Nutzungsgrad	%	42,7	44	42	45,6	49
Investition	€/kW _{el}	1 425	1 086	1 085	870	950
Betrieb, Wartung	€/kW _a	72,1	33,0	50,0	48,3 ²⁾	48,3
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	5,19	4,15	4,39	3,90	3,87
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						4,89
• DLR 2005 mit CO ₂ - Aufschlag						3,51
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						
Steinkohlekraftwerk, integrierte Kohlevergasung mit GuD (IGCC)						
Leistung	MW	425	k.A.	500	365	700
Nutzungsgrad	%	43,1	46	47	49,4	50
Investition	€/kW _{el}	1 557	1 335	1 685	1 100	1 300
Betrieb, Wartung	€/kW _a	59,3	37,1	57,5	53,0 ²⁾	53,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	5,21	4,48	5,18	4,20	4,46
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						5,46
• DLR 2005 mit CO ₂ - Aufschlag						4,12
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						
Erdgas- GuD – Kraftwerk						
Leistung	MW	385	k.A.	500	380	700
Nutzungsgrad	%	53,6	59	58	58,6	60
Investition	€/kW _{el}	590	424	480	700	400
Betrieb, Wartung	€/kW _a	23,3	14,8	37,3	34,1 ²⁾	34,1
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	4,97	4,35	4,71	5,00	4,44
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						4,94
• DLR 2005 mit CO ₂ - Aufschlag						3,56
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						

1) Mittelwerte „advanced technologies“; 2) Wert von Referenz übernommen

Die resultierenden Stromgestehungskosten im Jahr 2020 liegen unter diesen Annahmen für Kohledampfkraftwerke bei 3,51 – 3,87 ct/kWh_{el} und bei Gas-GuD-Kraftwerken bei 3,56 – 4,44 ct/kWh_{el}. Effiziente moderne „konventionelle“ Kohlekraftwerke sind also bei den angenommenen Kostenrelationen kostengünstiger als Gas-GuD-KW. Bei Vergasung der Kohle sind um rund 0,6 ct/kWh_{el} höhere Kosten zu erwarten. Ein CO₂-Aufschlag von 15 €/t in 2020 (DLR 2005+ CO₂) verteuert Kohlestrom um 1 ct/kWh_{el} und Erdgasstrom um 0,5 ct/kWh_{el}, was die Kostenrelationen zwischen beiden Optionen zu diesem Zeitpunkt umkehrt.

Werden die Stromkosten mit den mittleren Brennstoffpreisen während der gesamten Nutzungsdauer berechnet (vgl. dazu Tab. 12-1, zweitletzte Spalte) so liegen diese bei Kohlestrom um rund 0,3 ct/kWh_{el} über denjenigen des Jahres 2020, bei Erdgasstrom wegen höherer Preissteigerungsraten und der generell höheren Bedeutung der anteiligen Brennstoffpreise um 0,6 bis 1,2 ct/kWh_{el} über denjenigen von 2020.

In Tab. 12-4 sind in gleicher Weise die Daten dieser Kraftwerke mit Rückhaltung von CO₂ gegenübergestellt. Bei SK-Dampfkraftwerken und Gas-GuD-Kraftwerken handelt es sich um eine CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung, bei SK-IGCC-Kraftwerken um Abtrennung vor der Verbrennung. Die unter Referenz dargestellten Daten sind „beste Schätzungen“ auf der Basis aller berücksichtigten Quellen, den Ausgangskraftwerken entsprechend Tab. 12-3 und weiterer in vorliegender Untersuchung erarbeiteter Kenntnisse. Alle Angaben gehen dabei von Anlagen aus, die bereits ihre Pilot- bzw. Demonstrationsphase durchlaufen haben und prinzipiell ab dem Jahr 2020 kommerziell verfügbar sind.

Die resultierenden Stromgestehungskosten liegen in 2020 bei Brennstoffpreisen ohne CO₂-Aufschlag für CO₂-arme SK-Dampfkraftwerke zwischen 5,52 und 5,95 ct/kWh_{el}. CO₂-arme SK-Kraftwerke mit IGCC haben Stromkosten zwischen 5,88 und 6,46 ct/kWh_{el}. Für CO₂-arme Gas-GuD-Kraftwerke betragen sie zwischen 5,04 und 6,08 ct/kWh_{el} und liegen somit im Bereich der Kosten von Steinkohlekraftwerken zu diesem Zeitpunkt. Berücksichtigt man CO₂-Aufschläge, so steigen auch die Stromkosten dieser Kraftwerke, wenn auch nur geringfügig, da die verbleibenden CO₂-Emissionen von CCS-Kraftwerken bei rund 15 % der Kraftwerke ohne CCS liegen (Abscheidegrad 88 %). Verdichtung, Transport und Endlagerung des CO₂ sind in diesen Kosten noch nicht enthalten.

Die aus der Rückhaltung von CO₂ resultierenden Wirkungsgradverluste und monetären Mehraufwendungen für marktreife CCS-Anlagen im Jahr 2020 sind in Tab. 12-5 zusammengestellt. Eine Rückhaltung von CO₂ verteuert Strom aus Steinkohle-Dampfkraftwerken im Referenzfall um ca. 2 ct/kWh_{el}. Etwas geringere Mehrkosten (um 1,8 ct/kWh_{el}) treten bei der CO₂-Rückhaltung bei IGCC-Kraftwerken auf infolge der bereits erfolgten Vergasung im Kraftwerk ohne CO₂-Rückhaltung. Bezogen auf das kostengünstigere SK-Dampfkraftwerk steigen die Mehrkosten allerdings zu diesem Zeitpunkt auf 2,6 ct/kWh_{el} (Klammerwerte in Tab. 12-5). Am geringsten sind die Mehrkosten bei Erdgas-GuD-Kraftwerken mit Werten um 1,6 ct/kWh_{el}. CO₂-Aufschläge von 15 €/t, wie sie in der Preisvariante DLR 2005 mit CO₂-Aufschlag berücksichtigt sind, reduzieren die Mehrkosten gegenüber Kraftwerken ohne CO₂-Rückhaltung auf rund 1,2 ct/kWh_{el}.

Tab. 12-4 Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (mit Rückhaltung, ohne Transport und Endlagerung von CO₂; alle Kosten in € bzw. €-ct (Geldwert 2000))

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC (2005) ¹⁾	Referenz
Steinkohle, Dampfkraftwerk, MEA						
Leistung	MW	330	k.A.	385	k.A.	570
Nutzungsgrad	%	31,0	36,0	33,7	35,4	40,0
Investition	€/kW _{el}	2 385	1 823	1 880	1 470	1 750
Betrieb, Wartung	€/kW,a	129	78,0	79,7	80,0 ²⁾	80,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	8,06	6,29	6,48	5,78	5,95
• DLR-2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						6,13
• DLR -2005 mit CO ₂ - Aufschlag						5,52
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						
Steinkohlekraftwerk, integrierte Kohlevergasung mit GuD (IGCC)						
Leistung	MW	365	k.A.	385	360	590
Nutzungsgrad	%	37,0	40,0	42,2	40,3	42,0
Investition	€/kW _{el}	2 022	1 733	2 375	1 720	2 000
Betrieb, Wartung	€/kW,a	72,0	55,0	87,5	85,0 ²⁾	85,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	6,56	5,57	6,95	6,00	6,28
• DLR-2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						6,46
• DLR -2005 mit CO ₂ - Aufschlag						5,88
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						
Erdgas- GuD – Kraftwerk						
Leistung	MW	310	k.A.	440	330	600
Nutzungsgrad	%	43,3	51,0	52,0	50,6	51,0
Investition	€/kW _{el}	1 125	850	890	1 170	900
Betrieb, Wartung	€/kW,a	52,8	35,0	51,7	54,0 ²⁾	54,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	7,12	5,77	5,99	6,59	6,08
• DLR-2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						6,16
• DLR -2005 mit CO ₂ - Aufschlag						5,04
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						

1) Mittelwerte „advanced technologies“; 2) Wert von Referenz übernommen

Tab. 12-5 **Differenz** der Kenndaten von Kraftwerken **mit und ohne** CO₂-Rückhaltung (**ohne** Transport und Endlagerung des CO₂), alle Kosten in € bzw. €-ct (Geldwert 2000).

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC ¹⁾ (2005)	Referenz (2005)
Steinkohle, Dampfkraftwerk						
Nutzungsgrad	%- Punkte	- 11,7	- 8,0	- 8,3	- 10,2	- 9,0
Vermiedene CO ₂ -Emission/ ursprüngliche Emission	%	83,5	85,3	85,0	84,4	85,3
Investitionsmehrkosten	€/kW _{el}	+ 960	+ 737	+ 795	+ 600	+ 800
Stromkosten 2020 • DLR-2005, ohne CO ₂ - Aufschlag • DLR -2005 mit CO ₂ - Aufschlag • EWI 2005, ohne CO ₂ - Aufschlag Bandbreite anderer Studien ³⁾	ct/kW _{h_{el}}	2,87	2,14	2,09	1,88	2,08 1,24 2,01 2,1 – 4,2
Steinkohlekraftwerk, integrierte Kohlevergasung mit GuD						
Nutzungsgrad	%- Punkte	- 6,1	- 6,0	-4,8	-9,0	-8,0
Vermiedene CO ₂ -Emission/ ursprüngliche Emission	%	86,0	86,2	86,6	91,1	85,7
Investitionsmehrkosten	€/kW _{el}	+ 465	+ 398	+ 690	+620	+ 700
Stromkosten 2020 • DLR-2005, ohne CO ₂ - Aufschlag • DLR -2005 mit CO ₂ - Aufschlag • EWI 2005, ohne CO ₂ - Aufschlag Bandbreite anderer Studien ³⁾	ct/kW _{h_{el}}	1,35 (1,37)	1,09 (1,42)	1,77 (2,56)	1,80 (2,10)	1,82 (2,41)²⁾ 1,00 1,76 1,3 – 2,7
Erdgas – GuD						
Nutzungsgrad	%- Punkte	- 10,3	- 8,0	- 6,0	-8,6	- 9,0
Vermiedene CO ₂ -Emission/ ursprüngliche Emission	%	85,1	86,1	86,6	94,1	85,9
Investitionsmehrkosten	€/kW _{el}	+ 535	+ 426	+ 410	+470	+ 500
Stromkosten 2020 • DLR-2005, ohne CO ₂ - Aufschlag • DLR -2005 mit CO ₂ - Aufschlag • EWI 2005, ohne CO ₂ - Aufschlag Bandbreite anderer Studien ³⁾	ct/kW _{h_{el}}	2,15	1,42	1,72	1,59	1,64 1,22 1,48 1,1 – 2,3

1) Mittelwerte „advanced technologies“; 2) bei Bezug auf SK-Dampfkraftwerk ohne CO₂-Rückhaltung 3) Werte nach ECOFYS 2004, näherungsweise angepasst an obige Eckdaten ; jeweils niedrigster und höchster Wert weggelassen.

Vergleicht man mit die in (ECOFYS 2004) aus zehn weiteren Untersuchungen ermittelten Bandbreiten – die dort dargelegten Werte wurden auf die ökonomischen Referenzeckdaten umgerechnet und die jeweils niedrigsten und höchsten Werte nicht berücksichtigt – so liegen

die hier dargestellten Referenzmehrkosten im unteren Bereich der jeweiligen Bandbreiten. In (IPCC 2005) werden Bandbreiten von 1,7 – 4,2 ct/kWh_{el} für SK-Dampfkraftwerke und 0,8 – 2,5 ct/kWh_{el} für SK-IGCC und Erdgas-GuD-Kraftwerke genannt. Die Ergebnisse zu den Stromgestehungskosten der hier gewählten Referenztechnologien stellen also eine repräsentative und belastbare Ausgangsbasis für die sich anschließenden Kostenvergleiche dar.

12.1.3 Stromgestehungskosten bei veränderten Technologieparametern und Brennstoffpreisen

Technologien erfahren stetige Verbesserungen, die sich u. a. auch in Kostensenkungen niederschlagen können. Auch eine verstärkte Markteinführung bewirkt Kostensenkungen. Besonders gut geeignet sind diese aus „Lernkurven“ abgeleiteten Kostensenkungen für große Stückzahlen gleicher oder ähnlicher Energiewandler, wie sie z.B. erneuerbare Energien, aber auch Automobile darstellen. Auch für CCS-Kraftwerke bzw. ihre Komponenten können diese Zusammenhänge angewandt werden (Rubin 2004; Riahi 2004). Die hier benutzten Referenztechnologien für Kraftwerke mit und ohne CCS sind als „marktfähige“ Technologien für den Zeitraum 2020 definiert, haben also die durch F&E und Demonstration erreichbaren Kostensenkungen bereits durchlaufen. Sie erfahren jedoch im Laufe ihrer Marktdurchdringung einen Reifungsprozess, falls sie in größerem Umfang in den Energiemarkt eindringen. Es wird deshalb ein weiterer Status definiert, der mit „ausgereiften“ Anlagen für den Zeitraum um 2040 bezeichnet wird. In diese Eckdaten gehen näherungsweise die o. g. Lerneffekte ein. Sie sind zusammen mit einigen CCS-spezifischen Kennziffern in Tab. 12-6 zusammengestellt.

Während bei konventionellen Kraftwerken ohne CCS wegen ihres bis 2020 bereits weit entwickelten Status nur noch relativ geringe Veränderungen zu erwarten sein dürften, können die Verbesserungsmöglichkeiten bei CCS-Anlagen höher ausfallen, da sich die CCS-spezifischen Komponenten auch in 2020 noch eher am Anfang ihrer Lernkurve befinden werden. Es wird daher angenommen, dass Nutzungs- und CO₂-Abscheidegrade noch deutlich steigen werden. Auch die Investitionskosten werden sich noch merklich reduzieren. In (Rubin 2004) wurde festgestellt, dass sich die Kosten typischer CCS-Komponenten (Gaswäscher) um 11 – 13 % reduzieren bei einer Verdopplung der kumulierten Leistung. Nimmt man diese Werte für alle CCS-Komponenten an und berücksichtigt, dass die durch CCS bedingten Mehrkosten etwa 30 – 40 % der Gesamtinvestitionskosten von CCS-Kraftwerken ausmachen, so lassen sich daraus Lernraten für komplette CCS-Kraftwerke abschätzen. Technische Verbesserungen und reduzierte Investitionskosten infolge wachsenden Marktvolumina wirken sich günstig auf die Stromgestehungskosten aus. Während sich die Stromkosten von Kraftwerken ohne CCS (bei unveränderten Brennstoffkosten) noch um etwa 0,20 bis 0,25 ct/kWh_{el} verringern, sinken die von CCS-Anlagen um 0,50 bis 0,60 ct/kWh_{el}. Entsprechend sinken auch die Kostendifferenzen zwischen Anlagen mit CCS und Anlagen ohne CCS (letzte Zeile in Tab. 12-6)

Tab. 12-6 Vergleich von „marktfähigen“ CCS-Kraftwerken (2020) mit „ausgereiften“ CCS-Kraftwerken (2040) und ihrer Referenzkraftwerke ohne CCS.

		SK_Dampf		SK-IGCC		Gas-GuD	
		2020	2040	2020	2040	2020	2040
A) Ohne CO₂- Rückhaltung							
Nutzungsgrad	%	49,0	52,0	50,0	54,0	60,0	62,0
Investition	€/kW _{el}	950	900	1 300	1 200	400	400
Betrieb, Wartung	€/kW _a	48,3	45,0	53,0	49,0	34,1	32,0
CO ₂ -Emission, direkt	g/kWh _{el}	673	635	660	611	337	326
Stromkosten (mit Brennstoffkosten 2020, DLR-Szen.)	ct/kWh _{el}	3,87	3,60	4,46	4,12	4,44	4,32
B) Mit CO₂-Rückhaltung							
Nutzungsgrad	%	40,0	44,0	42,0	46,0	51,0	55,0
Minderung	%-Pkt	9	8	8	8	9	7
Abscheidegrad	%	88	90	88	92	88	92
Investition	€/kW _{el}	1 750	1 600	2 000	1 800	900	750
Differenz	€/kW _{el}	800	700	700	600	500	350
Betrieb, Wartung	€/kW _a	80,0	74,0	85,0	78,0	54,0	50,0
CO ₂ -Emission, direkt	g/kWh _{el}	99	75	94	57	48	40
Vermied. Emission/ ursprüngliche Emission	%	85,3	88,2	85,7	90,6	85,9	91,0
Mehreinsatz Brennstoff	%	22,5	18,2	19,0	17,4	17,6	12,7
Stromkosten (mit Brennstoffkosten 2020, DLR-Szen.)	ct/kWh _{el}	5,95	5,43	6,28	5,74	6,08	5,50
Kostendifferenz (CCS – ohne CCS)	ct/kWh _{el}	2,08	1,83	1,82 (2,41)	1,62 (2,14)	1,64	1,18

Im Gegensatz zu Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien unterliegen fossil gefeuerte Anlagen andererseits den Preisanstiegen begrenzter Energiequellen. Hinzu treten die durch den Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten bedingten Zusatzkosten für Anlagen mit nennenswertem CO₂-Ausstoß. Beide Effekte verringern obige Kostensenkungspotenziale oder verkehren sie ins Gegenteil, wobei gasgefeuerte Kraftwerke wegen ihres hohen Anteils der brennstoffbedingten Kosten sensibler reagieren als Kohlekraftwerke. Ergebnisse dieser wechselseitigen Wirkungen zeige Abb. 12-3 und Abb. 12-4 wobei die Stromkosten jeweils mit den Brennstoffkosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ermittelt wurden.

Stromgestehungskosten, cts2000/kWh

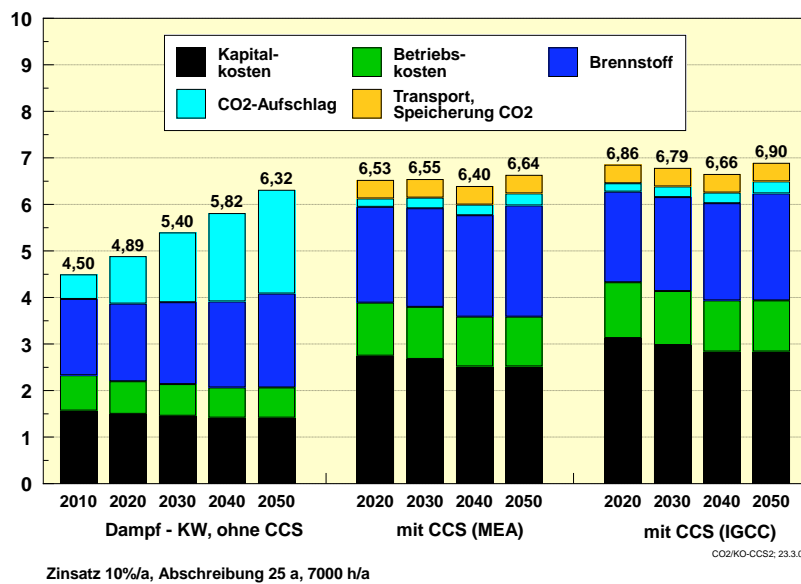


Abb. 12-3 Stromkosten neuer Kohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO₂-Aufschlägen (Kosten für Transport und Speicherung von CO₂ sind ebenfalls ausgewiesen; Preispfad „DLR 2005“)

Stromgestehungskosten, cts2000/kWh

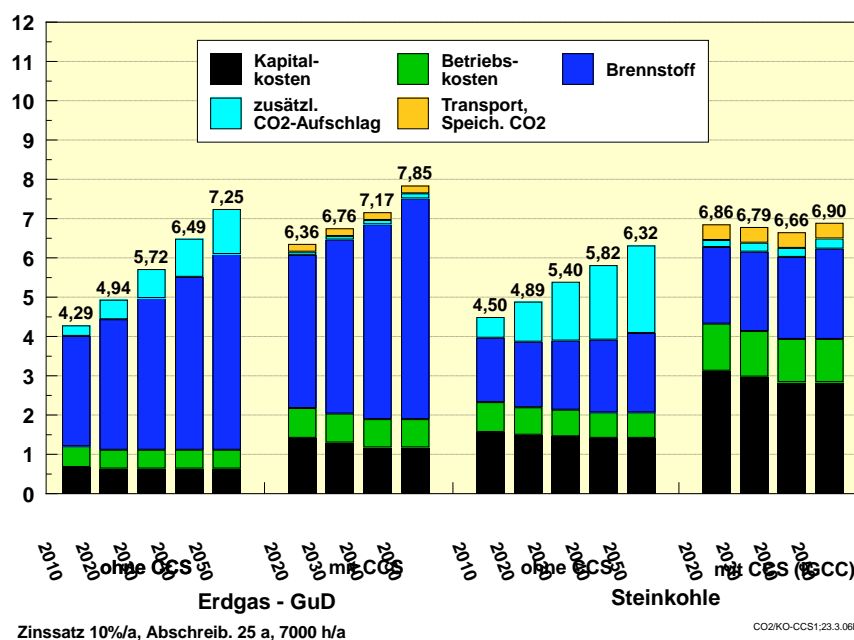


Abb. 12-4 Stromkosten neuer Erdgas-GuD und Steinkohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO₂-Aufschlägen (CCS-Anlagen einschließlich Kosten für Transport und Speicherung von CO₂; Preispfad „DLR 2005“)

Bei Kohlekraftwerken bleiben die Stromgestehungskosten ohne CO₂-Aufschlag mit ca. 4,0 ct/kWh annähernd konstant. Merklich wirkt sich jedoch ein CO₂-Aufschlag aus, der in 2020 (15 €/t) die Stromkosten um 1,0 ct/kWh und in 2050 (35 €/t) um 2,2 ct/kWh auf dann 6,3 ct/kWh steigert. CCS-Kraftwerke wären - allerdings ohne Berücksichtigung der Kosten für Transport und Einlagerung des CO₂ (siehe unten) - ab etwa 2040 mit rund 6 ct/kWh konkur-

renzfähig. Steigende Brennstoffpreise werden bis zu diesem Zeitpunkt durch sinkende Kapital- und Betriebskosten aufgefangen. Da auch die Mehrkosten infolge steigender CO₂-Aufschläge gering sind, wären Kohlekraftwerke mit CCS also von eventuell weiter steigenden Klimaschutzaufwendungen weitgehend entkoppelt, siehe Abb. 12-3.

Bei Gaskraftwerken bewirken dagegen Brennstoffpreissteigerungen nach Tab. 12-1 (DLR 2005-Preisfad) deutliche Stromkostenanstiege, die durch CO₂-Aufschläge noch verstärkt werden (Abb. 12-4). Ab 2030 sind bei den vorliegenden Preisszenarien damit Erdgas-GuD Kraftwerke deutlich teurer als Steinkohlekraftwerke. Gasgefeuerte CCS-Anlagen können im Gegensatz zu CCS-Kohlekraftwerken den Brennstoffpreisanstieg nur geringfügig kompensieren. Bei weiterem Anstieg der Erdgaspreise ist also auch bei CCS-Kraftwerken mit einem stetigen Anstieg der Stromgestehungskosten zu rechnen.

Obige Stromkosten wurden mit den Brennstoffkosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme berechnet. Für einen korrekten Vergleich mit nicht oder nur wenig brennstoffabhängigen Technologien, eben den erneuerbaren Energien, sind daher Stromgestehungskosten von Bedeutung, die mit mittleren Brennstoffkosten und mittleren CO₂-Aufschlägen über die gesamte Nutzungsdauer ermittelt wurden. Für Kohlekraftwerke, die zwischen 2020 und 2050 in Betrieb sind, fallen diese Kostendifferenzen mit 0,3 bis 0,5 ct/kWh eher gering aus, bei Erdgas-Kraftwerken sind sie mit 0,6 – 1,2 ct/kWh deutlich höher.

Abschließend sind in Abb. 12-5 die CO₂-Vermeidungskosten der hier betrachteten CCS-Kraftwerke für Brennstoffkosten im Jahr 2020 (ohne Transport und Speicherung) zusammengestellt. Sie illustrieren, bei welchen CO₂-Aufschlägen diese Anlagen wirtschaftlich im Vergleich zu den jeweiligen Referenzkraftwerken ohne CCS betrieben werden können. Für SK-Dampfkraftwerke liegen die Werte um 32 - 36 €/t CO₂, für IGCC etwas niedriger und bei Erdgas-GuD-Kraftwerken bei rund 50 €/t CO₂. Für den Technikstatus 2040 sind die Vermeidungskosten rund 10 % niedriger. Bezieht man Kohlekraftwerke mit CCS generell auf das kostengünstigere Dampf-Referenzkraftwerk, so steigen die Vermeidungskosten für IGCC-Anlagen auf rund 40 € / t CO₂. Bezieht man die Kohlekraftwerke auf das Erdgasreferenzkraftwerk, steigen die CO₂-Vermeidungskosten wegen der dann wesentlich geringeren Menge an vermiedenem CO₂ auf etwa das Dreifache. Jede Angabe von CO₂-Vermeidungskosten muss also auch den Hinweis auf das jeweilige Referenzkraftwerk beinhalten.

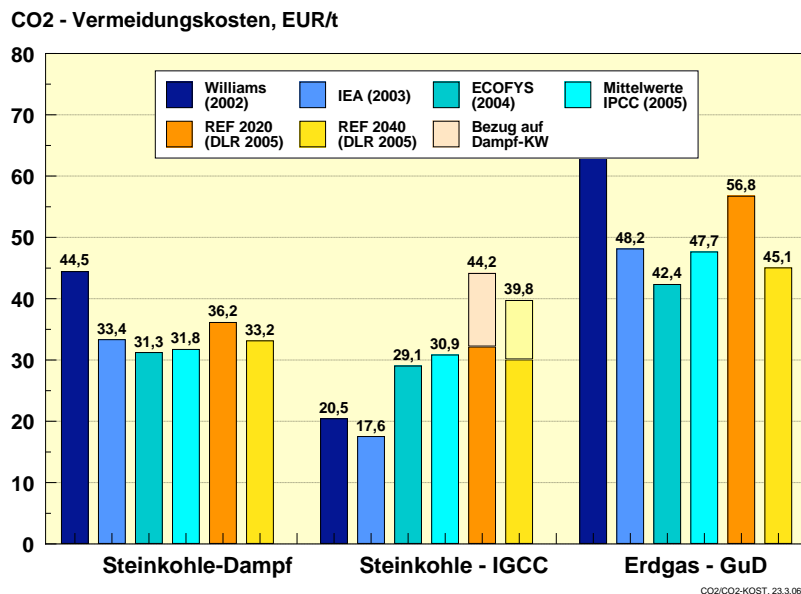


Abb. 12-5 CO₂-Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken (**ohne** Transport und Speicherung von CO₂) für dem Status 2020 (Referenz auch Status 2040) im Vergleich, (Preisfad „DLR 2005“)

12.1.4 Berücksichtigung des Transports und der Speicherung von CO₂.

Zu den Aufwendungen für die Rückhaltung des CO₂ müssen noch diejenigen für Verdichtung, Transport und Endlagerung hinzugerechnet werden, um Kostenvergleiche mit anderen CO₂ -armen bzw. -freien Technologien anstellen zu können. Für die für Deutschland typischen Transportentfernungen um 200 km können diese zusätzlichen Kosten nach derzeitigem Kenntnisstand auf 0,20 ct/kWh_{el} für gasgefeuerte und auf 0,40 ct/kWh_{el} für kohlegefeuerte Kraftwerke angesetzt werden. Es wird angenommen, dass sie sich im Laufe der Zeit ebenfalls noch um rund 10 % verringern werden.

Die entsprechenden Gesamtkosten für die CCS-Kraftwerke und die gegenüber den jeweiligen Referenzkraftwerken resultierenden Mehrkosten sind in Tab. 12-7 für drei Szenarien der Brennstoffpreise ausgewiesen. CO₂-armer Strom aus Gaskraftwerken kostet demnach in 2020 zwischen 5,2 und 6,4 ct/kWh und im Jahr 2040 zwischen 5,5 und 7,2 ct/kWh. Für CO₂-armen Strom aus Kohlekraftwerken ergeben sich in 2020 Kosten zwischen 5,9 und 6,9 ct/kWh und im Jahr 2040 zwischen 5,6 und 6,7 ct/kWh. Damit sind gasgefeuerte CCS-Kraftwerke in 2020 und bei niedrigen Brennstoffpreissteigerungen (EWI 2005) auch noch in 2040 kostengünstiger als kohlegefeuerte Kraftwerke. Bei höheren Preissteigerungen (DLR 2005) werden jedoch die kohlegefeuerten CCS-Kraftwerke nach 2020 kostengünstiger. Die resultierenden Mehrkosten der CO₂-Rückhaltung gegenüber dem gleichen Kraftwerkstyp ohne CCS sind weniger stark von den Preisszenarien abhängig. Sie liegen im Jahr 2020 zwischen 1,7 und 2,5 ct/kWh und sinken bis 2040 auf Werte zwischen 1,4 und 2,3 ct/kWh.

In der Preisvariante „DLR 2005 + CO₂“ verteuern sich die Stromkosten von CCS-Kraftwerken nur geringfügig im Gegensatz zu denjenigen ohne Rückhaltung von CO₂. Die verbleibenden Mehrkosten von 0,2 – 0,6 ct/kWh in 2050 zeigen, dass CCS-Kraftwerke bei den dann unterstellten CO₂-Aufschlägen von 35 €/t schon nahezu mit konventionellen Kraftwerken konkurrenzfähig sind.

Die vollständigen CO₂-Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken einschließlich der Aufwendungen für Transport und Speicherung des CO₂ können Tab. 12-8 entnommen werden. Gegenüber denjenigen ohne diese Aufwendungen (vgl. Abb. 12-5) sind sie um 10 – 13 €/t höher und liegen in 2020 um 40 -45 €/t für Kohlekraftwerke und um 60 €/t für Gas-GuD-Kraftwerke. Die aktuellen Werte aus (IPCC 2005a) erlauben eine Einordnung dieser Ergebnisse.

Tab. 12-7 Stromgestehungskosten (€/ct₂₀₀₀/kWh_{el}) von neuen CCS-Kraftwerken einschließlich Transport und Speicherung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme für drei Preisszenarien und resultierende Mehrkosten gegenüber dem gleichen Kraftwerkstyp ohne CO₂-Rückhaltung

mit CO ₂ -Rückhaltung; mit Transp.+Lagerung	Zeitpunkt Inbetriebnahme					
	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Preise EWI 2005						
- Erdgas-KW, GuD			5,24	5,27	5,46	6,00
- SK-KW, Dampf			5,92	5,74	5,62	5,83
- SK- IGCC			6,28	6,07	5,92	6,12
Preise DLR 2005						
- Erdgas-KW, GuD			6,28	6,68	7,06	7,71
- SK-KW, Dampf			6,35	6,32	6,17	6,37
- SK- IGCC			6,68	6,57	6,44	6,64
DLR 2005 + CO₂						
- Erdgas-KW, GuD			6,36	6,77	7,17	7,84
- SK-KW, Dampf			6,53	6,55	6,39	6,64
- SK- IGCC			6,86	6,79	6,66	6,90

CO₂/KW-Kost; 22.3.06

Mehrkosten der CO ₂ -Rückhaltung	einschließlich Transport und Speicherung					
	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Preise EWI 2005						
- Erdgas-KW, GuD			1,68	1,51	1,36	1,42
- SK-KW, Dampf			2,41	2,26	2,17	2,21
- SK- IGCC			2,16	2,05	2,00	2,03
Preise DLR 2005						
- Erdgas-KW, GuD			1,84	1,71	1,54	1,61
- SK-KW, Dampf			2,48	2,41	2,26	2,28
- SK- IGCC			2,22	2,13	2,07	2,10
DLR 2005 + CO₂						
- Erdgas-KW, GuD			1,42	1,05	0,68	0,59
- SK-KW, Dampf			1,64	1,15	0,57	0,32
- SK- IGCC			1,40	0,91	0,44	0,20

CO₂/KW-Kost; 22.3.06

Dort sind im Falle der geologischen Speicherung von CO₂ für die CO₂-Vermeidungskosten folgende Werte angegeben (Tabelle S4; Bezug auf das Referenzkraftwerk gleichen Typs): SK-Dampf-KW zwischen 31 und 73 €/t₂₀₀₀/t CO₂; SK-IGCC zwischen 21 und 73 €/t₂₀₀₀/t CO₂ und Gas-GuD zwischen 41 und 94 €/t₂₀₀₀/t CO₂. Die in dieser Untersuchung ermittelten Kosten liegen also nahe an den Mittelwerten der IPCC-Untersuchungen, was die Eignung der hier definierten CCS-Kraftwerke als Referenzanlagen bestätigt.

Tab. 12-8 CO₂-Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken (einschließlich Transport und Speicherung) in €₂₀₀₀/t CO₂ für verschiedene Brennstoffpreisszenarien und Inbetriebnahmezeitpunkte

mit CO ₂ -Rückhaltung; mit Transp.+Lagerung	Zeitpunkt Inbetriebnahme					
	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Preise EWI 2005						
- Erdgas-KW, GuD			58,2	51,5	45,8	47,8
- SK-KW, Dampf			42,0	39,8	38,8	39,5
- SK- IGCC			38,2	36,6	36,1	36,6
- SK-IGCC (bezogen auf SK-Dampf)			47,8	44,8	42,8	43,3
Preise DLR 2005						
- Erdgas-KW, GuD			63,7	58,3	51,9	54,2
- SK-KW, Dampf			43,2	42,5	40,4	40,7
- SK- IGCC			39,2	38,1	37,4	37,9
- SK-IGCC (bezogen auf SK-Dampf)			48,5	46,0	43,8	44,1
DLR 2005 + CO₂						
CO ₂ -Aufschlag, EUR/t		7,5	15,0	22,5	30,0	35,0
- Erdgas-KW, GuD		"restliche"	49,2	35,8	22,9	19,9
- SK-KW, Dampf		Vermeidungskosten	28,5	20,3	10,2	5,7
- SK- IGCC			24,7	16,3	7,9	3,6
- SK-IGCC (bezogen auf SK-Dampf)			34,0	24,0	14,5	10,0

CO₂/KW-Kost; 22.3.06

12.1.5 Kostenvergleich mit Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien

Auf der Basis der oben ermittelten Kosten kann ein Vergleich mit Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien (EE) durchgeführt werden. Deren zukünftige Stromkosten sind in Tab. 12-9 (BMU 2005) dargestellt (Zinssatz 10 %/a). Der sich einstellende Kostenverlauf eines repräsentativen Mixes an EE-Neuanlagen im Szenario „NaturschutzPlus - neu“ ergibt im Jahr 2020 ausgehend vom heutigen Mittelwert von 13,8 ct./kWh Kosten von 8,1 ct/kWh mit Kostenbandbreiten zwischen 5,0 ct/kWh (Wind-Offshore) und 19,3 ct/kWh (Photovoltaik). Im Gegensatz zu fossil befeuerten Anlagen, die Brennstoffpreissteigerungen unterliegen, kann bei EE-Anlagen über die gesamte Nutzungsdauer von konstanten Kosten ausgegangen werden. Bis 2050 sinken die Stromkosten von Neuanlagen auf rund 6,1 ct/kWh (bei einem Zinssatz von 6 %/a, wie er in (BMU 2005) zugrunde gelegt wurde, liegen die Kosten bei 5,2 ct/kWh).³⁰

Die dem Kostenverlauf zugrunde gelegten Lernkurven sind in (BMU 2005) dokumentiert. Die so ermittelte Kostenentwicklung geht von einer über den gesamten Zeitraum aufrechtzuerhaltenden Zubaudynamik entsprechend des Szenarios „NaturschutzPlus-neu“ aus. In diesem Szenario für Deutschland beträgt der Beitrag der EE zur Stromversorgung im Jahr 2050 rund 64 %, der dazu erforderliche Zubau an Anlagenleistung sichert die zum Lernerfolg erforderlichen Marktvolumina. Allerdings wird auch unterstellt, dass die dort für Deutschland dargestellte Wachstumsdynamik der EE sich in absehbarer Zeit auf zumindest europäische, besser noch auf globale Märkte überträgt.

³⁰ der Zinssatz ist ein wichtiger Parameter beim Wirtschaftlichkeitsvergleich. Da die Kosten „solarer“ Technologien fast ausschließlich aus Investitionskosten resultieren, reagieren sie sensibler auf Veränderung der Zinssätze als brennstoffversorgte Technologien.

Tab. 12-9 Verlauf der Stromkosten jeweiliger EE-Neuanlagen entsprechend des Szenarios NaturschutzPlus -neu [BMU 2005] mit vergleichbaren ökonomischen Eckdaten (**Zinssatz 10 %**, Nutzungsdauer 20-25 Jahre)

Stromkosten erneuerbarer Energien (ct/kWh) entsprechend Szenario Natplus-neu ([BMU 2005], Neuanlagen)		Annuität 0,11- 0,126 (10% Zins, 20-25 Jahre)								
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Neuanlagen:										
Windenergie (Mix)	10,80	10,00	7,10	6,10	5,95	5,80	5,40	5,00	5,05	5,10
Wasserkraft Mix	5,50	6,10	6,60	7,10	7,10	7,10	7,25	7,40	7,50	7,70
Geothermie	42,00	22,00	15,40	10,20	9,60	9,20	8,80	8,40	7,90	7,50
Soltherm. KW (Grenze)			14,00	9,00	8,40	7,60	7,20	6,70	6,50	6,30
Photovoltaik (Mix)	72,30	46,20	27,10	19,30	17,60	15,80	13,50	14,40	14,00	13,70
Feste Biomasse	10,90	12,50	14,00	12,00	11,20	10,40	9,70	9,00	8,30	7,70
Biogase	11,90	10,90	9,70	8,10	7,80	7,50	7,20	6,90	6,65	6,40
Typischer Mix	13,80	12,30	10,10	8,10	7,50	7,00	6,60	6,20	6,15	6,10
Wind - Offshore		10,10	6,50	5,00	4,85	4,70	4,60	4,50	4,40	4,30

CO2/KW-Kost: 22,3.06

Anhand der Abb. 12-6 können die ökonomischen Perspektiven der beiden Optionen EE und CCS an einem repräsentativen Fall, nämlich der Energieversorgung Deutschlands, diskutiert werden. Am Verlauf der Stromgestehungskosten von fossil gefeuerten Kraftwerken ohne CCS gemäß dem Preisszenario EWI 2005 (gestrichelte Linien) zeigt sich generell die Notwendigkeit wirksamer Klimaschutzinstrumente.

Stromgestehungskosten ct/kWh

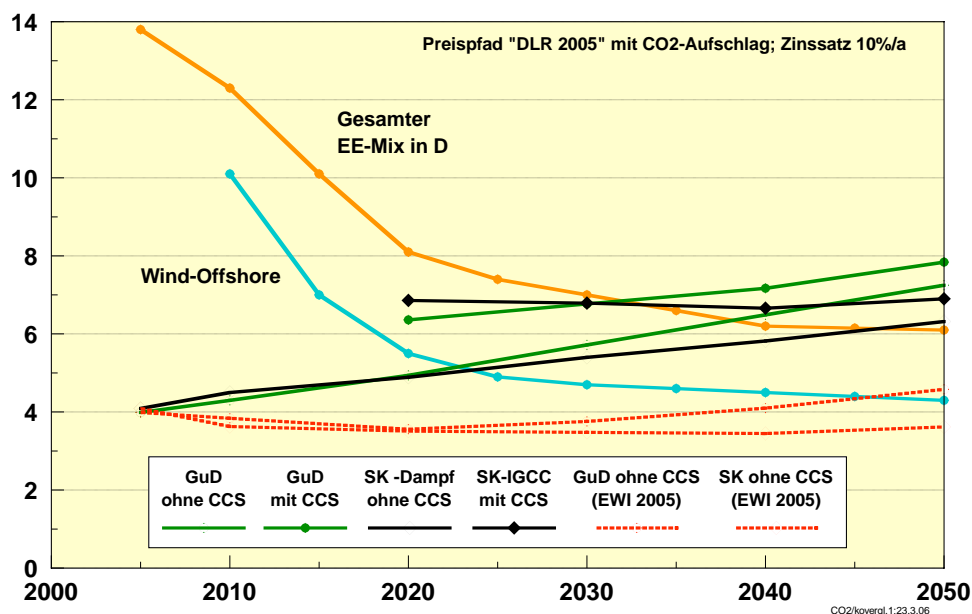


Abb. 12-6 Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien, konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke und CCS-Kraftwerken. Brennstoffpreise nach DLR 2005 + CO2-Aufschlag und für konventionelle KW zum Vergleich nach EWI 2005.

Bleibt deren Wirkung aus und verharren zugleich die Brennstoffpreise auf einem niedrigen Niveau, wie dies mit dem Preispfad EWI 2005 unterstellt ist, so würde auf lange Sicht keine der beiden Optionen wirtschaftlich werden. Weitere technologische Verbesserungen bei konventionellen Kraftwerken kompensieren diese eher geringen Strompreisanstiege weitgehend. Stärkere Preisanstiege entsprechend des Preispfades (DLR 2005), insbesondere aber

eine stetige Preisentwicklung bei CO₂-Emissionszertifikaten (hier bis 35 €/t CO₂ in 2050) verteuern die Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke bis 2030 um 50 % und bis 2050 um rund 65 % auf dann 6,5 bis 7,0 ct/kWh. Damit erreichen sie ein Kostenniveau, das demjenigen wirksamer Optionen des Klimaschutzes gleicht kommt. Der Preisanstieg, der sich nach 2050 natürlich weiter fortsetzen dürfte, erfolgt für Steinkohle- und Ergaskraftwerke relativ gleichartig. Während für erstere vor allem der stetig steigende CO₂-Aufschlag maßgebend ist, wirkt sich bei Gaskraftwerken insbesondere der Anstieg des Erdgaspreises aus.

Eine wirksame Reduktion von CO₂-Emissionen bei fossil gefeuerten Kraftwerken verlangt bzw. bewirkt ein Niveau der Stromgestehungskosten frei Kraftwerk zwischen 7 und 8 ct/kWh, wenn, wie hier angenommen, bis 2020 marktfähige CCS-Kraftwerke einsatzbereit sind und diese sich über die nächsten Jahrzehnte weiter entwickeln. Längerfristig sind dann insbesondere Kohlekraftwerke ökonomisch interessant. Erneuerbare Energien, die heute noch mittlere Stromgestehungskosten um 12 bis 13 ct/kWh (bei Zinssätzen von 10 %/a) haben, können bis 2020 ebenfalls dieses Kostenniveau erreichen, wenn ihre weitere Markteinführung mit ähnlicher Geschwindigkeit wie bisher erfolgt. Seit etwa 1990 folgte ihre Kostenreduktion Lernkurven, deren Lernraten zwischen 15 und 20 % lagen. Diese werden sich im Laufe der Zeit verringern, werden aber dennoch ausreichen, ihr Kostenniveau bei breiter Markteinführung gemäß den Szenarien NatPlus nach (BMU 2004) auf Werte um 6 ct/kWh zu senken. Bleibt, wie in dieser Szenarienkonstellation unterstellt, die Ausbaudynamik von erneuerbaren Energien im Stromsektor hoch, so können sie bereits zum Zeitpunkt der Inbetriebnahmen von CCS-Kraftwerke mit diesen konkurrieren und werden danach ihren Wettbewerbsvorsprung sogar weiter vergrößern. Bei sehr geringen Brennstoffpreissteigerungen stellt sich die Situation für CCS-Anlagen etwas günstiger dar (vgl. die um etwa 0,5 ct/kWh günstigeren Stromgestehungskosten von CCS-Anlagen entsprechen Preisszenario EWI 2005 in Tab. 12-7). Für eine frühe Konkurrenzfähigkeit müssen dann aber bereits im Jahr 2020 merklich höhere CO₂-Zertifikatspreise, nämlich mindestens 40 – 50 €/t wirksam sein.

Die obigen Berechnungen basieren auf einem Zinssatz von 10 %/a. Berechnet man alle Daten mit einem Zinssatz von 6 %/a, so schneiden die kapitalintensiveren EE-Technologien noch günstiger ab. Die Kostenschnittpunkte von EE- und CCS-Kraftwerken liegen dann bereits in 2025 (gesamter Mix EE). Wind-Offshore-Anlagen wären bereits im Jahr 2020 deutlich kostengünstiger als CCS-Kraftwerke.

12.2 Kosten der Wasserstoffbereitstellung aus fossilen Quellen mit Rückhaltung von CO₂

12.2.1 Wasserstoffherstellung mit CO₂ – Abtrennung

Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 12.1.1 werden hier Kostenvergleiche für die Bereitstellung von Wasserstoff aus Erdgas (Dampfpreformierung) und Steinkohle (Kohlevergasung) mit identischen ökonomischen Eckdaten und einheitlichen Brennstoffpreisen durchgeführt. Die entsprechenden Ausgangsdaten sind in Tab. 12-10 zusammengestellt. Wie beim Strom wird auch auf Daten aus (IEA 2003) und (Williams 2002) zurückgegriffen. Zusätzlich wurden Angaben von NREL (Padro, Putsche 1999) und der ETH Zürich (Fahrni 2002) ausgewertet. Die DLR-Referenzdaten stammen vorwiegend aus dem EU-Forschungsvorhaben CASCADE MINTS (Krewitt, Schmid 2004), in dem das DLR u. a. die Technologiedatenbasis

für Wasserstoff-Produktionstechnologien erarbeitet hat. Die Eckdaten sind identisch mit denjenigen für die Stromerzeugung (vgl. auch Tab. 12-11 hinsichtlich der Brennstoffpreise). Mit 8.000 h/a wurde jedoch die Referenz-Ausnutzungsdauer höher als für die Stromerzeugung angesetzt. Alle wasserstoffbezogenen Angaben sind auf den oberen Heizwert (HHV³¹) bezogen. Bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff sind die Nutzungsgrade um den Faktor 1,18 niedriger, die Investitions- und Gestehungskosten von Wasserstoff entsprechend um diesen Faktor höher.

Tab. 12-10 Eckdaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten aus fossilen Quellen

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL (1999)	Referenz DLR (2004)
Zinssatz	%/a	10	12	10	10
Abschreibungsdauer	a	30	15	20	25
Annuität	%/a	10,6	15,0	11,8	11,0
Ausnutzungsdauer	h/a	8 200	7 000	7 900	8 000
Ungefährer Einfluss auf die Stromgestehungskosten		0,95	1,15	1,04	1,00
Brennstoffpreise					
– Erdgas	€/GJ	3,20	3,93	3,00	4,04 – 5,73 *)
– Steinkohle	€/GJ	1,60	1,24	2,00	1,82 – 2,32 *)
*) Bandbreite Energiepreispfade im Jahr 2020 (ohne CO ₂ -Aufschlag)					

In Tab. 12-10 sind die verfügbaren Kenndaten für Anlagen zur Wasserstofferzeugung aus Erdgas (Dampfreformierung), Steinkohle (Kohlevergasung) und Strom (Elektrolyse) **ohne CO₂-Rückhaltung** mit Inbetriebnahme im Jahr 2020 zusammengestellt. Dabei handelt es sich um Großanlagen mit mehreren 100 MW Wasserstoffproduktionsleistung. Lediglich die nachrichtlich hinzu gefügten Angaben aus (Fahrni 2002) beziehen sich auf den heutigen Status.

Für die bereits heute in großem Umfang genutzte *Dampfreformierung von Erdgas* sind die Daten vergleichsweise einheitlich. Demnach ist Wasserstoff bei Erdgaskosten von 5,7 €/GJ (2020, Preispfad DLR 2005) zu Kosten um 8,5 €/GJ bereitstellbar. Heutige Gestehungskosten liegen bei 6,5 €/GJ (Gaspreis 4,3 €/GJ). Bei der *Kohlevergasung* sind die Daten uneinheitlicher. Den sehr günstigen Angaben von Williams 2002 und IEA 2003 (hier nur Anlagen mit CO₂-Rückhaltung) stehen deutlich höhere Angaben in [Padro, Putsche 1999] und [Fahrni 2002] gegenüber. Das bezieht sich sowohl auf die Investitions- als auch auf die Betriebskosten, wobei diese aus [Fahrni 2002] nur indirekt entnommen werden können. Die aus [Krewitt, Schmid 2004] entnommene Referenz liegt etwa in der Mitte dieser Angaben und kann daher aus derzeitiger Sicht als relativ repräsentativ angenommen werden. Wasserstoff aus Steinkohle ist damit im Jahr 2020 für ca. 9,5 €/GJ bereitstellbar (Kohlepreis = 2,3 €/GJ; Preispfad DLR 2005); mit heutigen Kohlepreisen (1,8 €/GJ) würden sich die Gestehungskosten auf 8,5

³¹ LHV = low heating value (unterer Heizwert, H_u = 3,00 kWh/Nm³); HHV = high heating value (oberer Heizwert, H_o = 3,55 kWh/Nm³)

€/GJ belaufen. Für Wasserstoff aus Steinkohle ist wegen der höheren Kapitalkaufwendungen die Abhängigkeit vom Brennstoffpreis deutlich geringer als für Wasserstoff aus Erdgas.

Tab. 12-11 Eckdaten für die Stromerzeugung

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL (1999)	ETH Zürich (2002) ^{***)}	Referenz DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung						
Leistung	MW H ₂		810	960	1 100	350
Nutzungsgrad	%		81	87 ^{*)}	90	87
Investition	€/kW H ₂		251	377		325
Betrieb, Wartung	% Inv./a		5	5		5
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				5,3 – 6,5	
– EWI 2005			6,45	6,76		6,47
– DLR 2005			8,47	8,68		8,39
– DLR 2005 + CO ₂						9,13
Kohlevergasung						
Leistung	MW H ₂		560	600	1 100	560
Nutzungsgrad	%		70,3	70 ^{*)}	68 – 74	70
Investition	€/kW H ₂		620	897		755
Betrieb, Wartung	% Inv./a		5 ^{**))}	7 ^{**))}		7 ^{**))}
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				13, 2 – 16,3	
– EWI 2005			7,09	9,27		8,38
– DLR 2005			8,16	10,34		9,45
– DLR 2005 + CO ₂						12,15
Elektrolyse						
Leistung	MW H ₂	k.A.	500		> 100	500
Nutzungsgrad	%	85	80		76 – 88	91
Investition	€/kW H ₂ €/kW _{el}	420 355	425 340			396 360
Betrieb, Wartung	% Inv./a	3	3			2
H ₂ -Kosten 2020 bei Stromkosten 4 ct/kWh	€/GJ	15,10	15,97		14 – 16,5	14,01
*) von Referenz DLR übernommen						
**) zusätzlich noch variable Betriebskosten						
***) Angaben für heutige Technologie; Umrechnung auf DLR-Eckdaten nur näherungsweise möglich						

Die Bezugstechnologie für die *Elektrolyse* ist die alkalische Mittel- bzw. Hochdruckelektrolyse in einer für das Jahr 2020 bereitstellbaren Form. Während die Kostenangaben der benutzten Quellen kaum Unterschiede aufweisen, gibt es beim möglichen Nutzungsgrad noch deutliche Einschätzungsunterschiede. Da aber bereits heutige Elektrolyseure Nutzungsgrade von 65 – 70 % (LHV) bzw. 77 – 84 % (HHV) aufweisen (vgl. Fahrni 2002), wurde für die Referenztechnologie ein zukünftiger Nutzungsgrad von 77 % (LHV) bzw. 91 % (HHV) entsprechend (Krewitt, Schmid 2004) angesetzt. Bei Stromkosten von 4 ct/kWh_{el} sind damit bei einer Ausnutzungsdauer von 8.000 h/a (z.B. mit Strom aus Wasserkraft) Wasserstoffkosten von 14 €/GJ (bzw. 5,04 ct/kWh_{th}) erreichbar.

In Tab. 12-12 sind in gleicher Weise die Daten für die Wasserstofferzeugung aus Erdgas und Kohle **mit Rückhaltung** von CO₂ gegenübergestellt. Alle Daten unterstellen ebenfalls wie im Falle der Stromerzeugung im Jahr 2020 einsetzbare Großanlagen, die bereits einen gewissen Lernprozess durchlaufen haben. Pilotanlagen, deren Kosten höher lägen, müssen demnach bereits um 2010 zur Verfügung stehen, um die entsprechenden Erfahrungen zeitgerecht umsetzen zu können. Die Wasserstoffkosten aus einer CO₂-armen Erzeugung können demnach in 2020 bei der Erdgasreformierung zwischen 7 und 8 €/GJ liegen bei einem Erdgaspreis von 4,1 €/GJ (EWI 2005) und zwischen 9 und 11 €/GJ bei einem Erdgaspreis von 5,7 €/GJ (DLR 2005). Da fixe und variable Betriebskosten sehr unterschiedlich eingeschätzt werden, unterscheidet sich auch die Abhängigkeit der Wasserstoffkosten vom Erdgaspreis in den einzelnen Quellen. Für CO₂-armen Wasserstoff aus Kohle ist die Einschätzungsbandbreite mit 8 - 11 €/GJ (Kohlepreis 1,8 €/GJ; EWI 2005) bzw. 9 - 12 €/GJ (Kohlepreis 2,3 €/GJ; DLR 2005) relativ groß. Die gewählte Referenz nach (Krewitt, Schmid 2004) liegt auch hier etwa in der Mitte dieser Bandbreite.

Insgesamt ist die Bandbreite der resultierenden Kosten deutlich größer als für konventionelle Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung. Während (IEA 2003 und Williams 2002) von relativ günstigen Verhältnissen für zukünftige Anlagen ausgehen, stuft NREL die Kosten deutlich höher ein. Dies ist auch aus den Mehrkosten entsprechend ersichtlich. Die weitgehende Rückhaltung von CO₂ verteuert Wasserstoff um rund 1,5 bis 2 €/GJ, also um etwa 20 bis 25 % gegenüber Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung, wobei zwischen Anlagen auf Gasbasis und Kohlebasis keine grundsätzlichen Unterschiede bestehen. Wird gegen Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung beim Preispfad DLR 2005 + CO₂ verglichen (also zukünftige CO₂-Aufschläge berücksichtigt), so sind im Fall der Erdgasreformierung Anlagen ohne Rückhaltung immer noch kostengünstiger (Zeile DLR 2005 + CO₂ in Tab. 12-12). Wasserstoff aus der Kohlevergasung wäre in diesem Fall mit CO₂-Rückhaltung kostengünstiger, da der CO₂-Aufschlag sich bei der konventionellen Anlage hier wesentlich stärker bemerkbar macht (dabei wurden die sich auch bei CCS-Wasserstoff ergebenden Mehrkosten aus CO₂-Preisen infolge der noch vorhandenen Restemissionen an CO₂ vernachlässigt).

Tab. 12-12 Kenndaten von Wasserstofferzeugungsanlagen auf fossiler Basis im Jahr 2020 und deren Gesteungskosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (**mit** Rückhaltung von CO₂, **ohne** Transport und Endlagerung); Bezugswert ist der obere Heizwert (HHV = 3,55 kWh/Nm³)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL (1999)	Referenz DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung					
Leistung	MW H ₂	k.A.	780	k.A.	335
Nutzungsgrad	%	79	78	k.A.	80
Investition	€/kW H ₂	260	460	660	540
Betrieb, Wartung	% Inv./a	2,5 ^{*)}	5	5	5
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
– EWI 2005		6,36	7,76	8,81	8,08
– DLR 2005		8,47	9,90	10,92	10,16
Kohlevergasung					
Leistung	MW H ₂	k.A.	540	k.A.	520
Nutzungsgrad	%	75	67,7	k.A.	65

Investition	€/kW H ₂	880	770	1 220	965
Betrieb, Wartung	% Inv./a	5 ¹⁾	5	6 ¹⁾	6¹⁾
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
– EWI 2005		8,59	7,20	13,47	9,92
– DLR 2005		9,45	7,78	14,34	10,63

Tab. 12-13 Differenz der Kenndaten von Wasserstoffherzeugungsanlagen mit und ohne CO₂-Rückhaltung (**ohne** Transport und Endlagerung des CO₂)

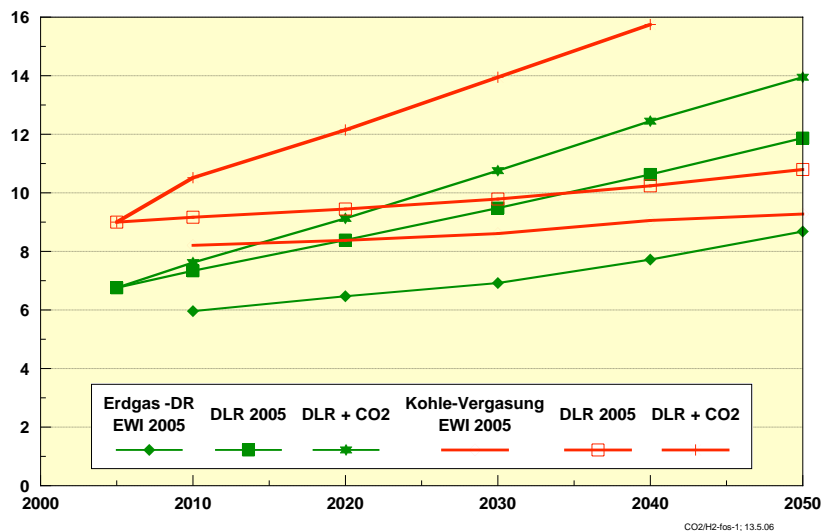
		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL (1999)	Referenz DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung					
Nutzungsgrad	%		- 3,0	(-7,0)	- 7,0
Investition	€/kW H ₂		+ 210	+ 283	+ 215
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
– EWI 2005		Keine Angaben zu	+ 1,31	+ 2,05	+ 1,61
– DLR 2005		Anlagen ohne	+ 1,43	+ 2,24	+ 1,76
– DLR 2005 + CO ₂		CO ₂ -Abtrennung			+ 1,03
Kohlevergasung					
Nutzungsgrad	%		- 2,6	(-5,0)	- 5,0
Investition	€/kW H ₂		+ 150	+ 323	+ 210
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
– EWI 2005		Keine Angaben zu	+ 0,94	+ 1,80	+ 1,51
– DLR 2005		Anlagen ohne	+ 0,96	+ 1,85	+ 1,57
– DLR 2005 + CO ₂		CO ₂ -Abtrennung			- 1,13

Für die längerfristige Perspektive muss wie bei der Stromerzeugung auch hier der Preisanstieg der fossilen Brennstoffe berücksichtigt werden (Tab. 12-13 und Abb. 12-7 ohne CO₂-Rückhaltung). Anlagen auf Erdgasbasis sind derzeit und in mittlerer Zukunft kostengünstiger als Anlagen auf Kohlebasis. Für die Dampfreformierung ist jedoch die deutliche Abhängigkeit von steigenden Erdgaspreisen erkennbar, insbesondere wenn der Preispfad (DLR 2005) als die aus heutiger Sicht wahrscheinlichere Entwicklung zu Grunde gelegt wird. Nur wenn fossile Brennstoffe mit den Kosten ihrer CO₂-Emissionen belastet werden (Preispfad DLR 2005 + CO₂), bleibt die Dampfreformierung auch auf längere Sicht die preisgünstigere Herstellungsform. Geht man von einer Preisentwicklung im Bereich des Preispfads (DLR 2005) aus, verteuern sich die heutigen Wasserstoffkosten rund um den Faktor zwei.

Bei den entsprechenden Werten für Anlagen *mit* CO₂-Rückhaltung (Tab. 12-15) rücken die Optionen Erdgas und Kohle enger zusammen. Wegen höherer Kapitalkosten verringert sich auch der relative Einfluss der Brennstoffkosten. Unter der Annahme, dass in 2020 entsprechende Großanlagen kommerziell zur Verfügung stehen, könnte dann CO₂-armer Wasserstoff aus fossilen Quellen mit Kosten zwischen 8,1 und 11 €/GJ bereitgestellt werden. Bis 2050 würden sich diese Kosten (bei Anlagen mit Inbetriebnahme 2020) auf rund 10,5 bis 14 €/GJ erhöhen. Wasserstoff aus Kohle wäre bei einer Preisentwicklung entsprechend DLR 2005 dann mit Werten um 12,5 €/GJ deutlich kostengünstiger als Wasserstoff aus Erdgas.

Tab. 12-14 Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen **ohne** CO₂-Rückhaltung

Ohne CO ₂ – Rückhaltung	2005	2020	2030	2040	2050
		€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}
EWI 2005					
- Erdgas-Dampfreformierung	6,5	6,47	6,92	7,72	8,68
- Kohlevergasung	8,5	8,38	8,61	9,06	9,28
DLR 2005					
- Erdgas-Dampfreformierung	6,5	8,39	9,48	10,63	11,87
- Kohlevergasung	8,5	9,45	9,79	10,24	10,80
DLR 2005 + CO₂					
- Erdgas-Dampfreformierung	6,5	9,13	10,76	12,71	14,21
- Kohlevergasung	8,5	12,15	13,95	15,75	17,21

H₂-Gestehungskosten, EUR/GJ (HHV)Abb. 12-7 Abhängigkeit der Wasserstoff-Gestehungskosten von den Preisen für Erdgas und Kohle (drei Preisvarianten bis 2050) für Anlagen **ohne** Rückhaltung von CO₂Tab. 12-15 Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen **mit** CO₂-Rückhaltung, **ohne** Transport und Endlagerung

Mit CO ₂ - Rückhaltung	2020	2030	2040	2050
	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}
EWI 2005				
- Erdgas-Dampfreformierung	8,08	8,57	9,43	10,48
- Kohlevergasung	9,89	10,13	10,61	10,84
DLR 2005				
- Erdgas-Dampfreformierung	10,16	11,35	12,60	13,95
- Kohlevergasung	11,02	11,38	11,85	12,44

12.2.2 Kosten einschließlich Transport und Endlagerung

Kosten für Verdichtung, Transport und Endlagerung des zurückgehaltenen CO₂ sind in den bisherigen Kosten einer CCS-Wasserstoffherstellung noch nicht enthalten. In Anlehnung an die Angaben für den entsprechenden Aufwand bei Kraftwerken kann dafür von Kosten in einer Bandbreite zwischen 16 und 34 €/t CO₂ ausgegangen werden. Bei der Dampfreformierung fallen rund 0,05 t CO₂ je GJ Wasserstoff an, bei der Kohlevergasung sind es rund 0,1 t CO₂ je GJ. Davon werden jeweils rund 85 % zurückgehalten. Demnach fallen bei mittleren Entsorgungskosten von 20 €/t CO₂ bei der Dampfreformierung Kosten von 0,85 €/GJ H₂ und bei der Kohlevergasung Kosten von 1,7 €/GJ H₂ zusätzlich an. Damit ergeben sich die gesamten Wasserstoffkosten bei der Dampfreformierung bzw. der Kohlevergasung frei Anlage entsprechend den Angaben in Tab. 12-16.

Tab. 12-16 Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen **mit** CO₂-Rückhaltung, **mit** Transport und Endlagerung

Mit CO ₂ – Rückhaltung mit Transport und Endlagerung	2020	2030	2040	2050
	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}
EWI 2005				
- Erdgas-Dampfreformierung	8,93	9,42	10,28	11,33
- Kohlevergasung	11,59	11,83	12,31	12,54
DLR 2005				
- Erdgas-Dampfreformierung	10,91	12,20	13,45	14,80
- Kohlevergasung	12,72	13,08	13,55	14,14

12.2.3 Vergleich mit Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen

Die Kosten entsprechend können denjenigen der elektrolytischen Wasserstoffbereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien gegenüber gestellt werden. Zunächst ist dafür das Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse (Abb. 12-8) für einen Stromkostenbereich von 2,5 bis 8 ct/kWh_{el} und einer Ausnutzung zwischen 2.000 und 8.000 h/a dargestellt. Die entsprechend der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien (vgl. Abschnitt 12.1.5) erzielbaren Wasserstoffkosten sind eingetragen.

Demnach kann um 2020 Wasserstoff aus Wind (z.B. Offshore mit 4.000 h/a) mit rund 19 €/GJ bereitgestellt werden. Nur wenn kostengünstige Wasserkraft (in größerem Umfang) zur Verfügung steht, können die Gestehungskosten bei 13 - 14 €/GJ liegen. Strom aus solarthermischen Kraftwerken würde zu diesem Zeitpunkt noch deutlich teureren Wasserstoff liefern. Als längerfristig erreichbare Grenzlinie kann die untere gestrichelte Gerade (Status 2040) betrachtet werden. Danach bleibt regenerativer Wasserstoff mit 15 €/GJ (Wind, 4.000 h/a) bis 20 €/GJ (Solarstrom, 6000 h/a) immer ein relativ kostspieliger Energieträger. Dafür fallen bei seiner Bereitstellung im Gegensatz zum „CO₂-armen“ CCS-Wasserstoff, der immer noch mit 0,017 Mio. t CO₂/PJ Wasserstoff behaftet ist, praktisch keine CO₂-Emissionen mehr an. Auch Ressourcenprobleme sind nicht mehr vorhanden.

Auch „konventioneller“ Strom (aus Kernenergie oder CO₂-armen fossil gefeuerten Kraftwerken) kann zur elektrolytischen Erzeugung von CO₂-freien bzw. CO₂-armen Wasserstoff eingesetzt werden. Die resultierenden Wasserstoffgestehungskosten können ebenfalls untenstehender Grafik entnommen werden. Der Weg über „fossilen“ Strom ist dabei entsprechend der ermittelten Stromgestehungskosten (7 - 9 ct/kWh) deutlich teurer als derjenige der direkten Bereitstellung von Wasserstoff aus Kohle oder Erdgas und kann deshalb ausgeschlossen werden. Es bleibt die Option von Strom aus Kernkraftwerken. Folgt man den Angaben der IEA, so kann Strom aus neuen Kernkraftwerken mit Kosten um 3,0 bis 3,5 ct/kWh (Ausnutzung rund 8.000 h/a) bereitgestellt werden. Demnach wären Wasserstoffkosten um 12 - 14 €/GJ erreichbar, also vergleichbar denjenigen von Wasserstoff aus Wasserkraftstrom in untenstehender Abbildung. Mit Windstrom (4 ct/kWh, 4.000 h/a) vergleichbare Kosten würden erzielt, wenn Strom aus Kernkraftwerken zu etwa 5 ct/kWh (8.000 h/a) bewertet würde. Ob Kernenergie eine Option für die Wasserstoffbereitstellung sein kann, hängt also in erster Linie von der gesellschaftlich-politischen Bewertung (Stichwort: Risikobewertung, externe Kosten) der Stromerzeugung aus Kernenergie ab.

Wasserstoffkosten, EUR/GJ (HHV)

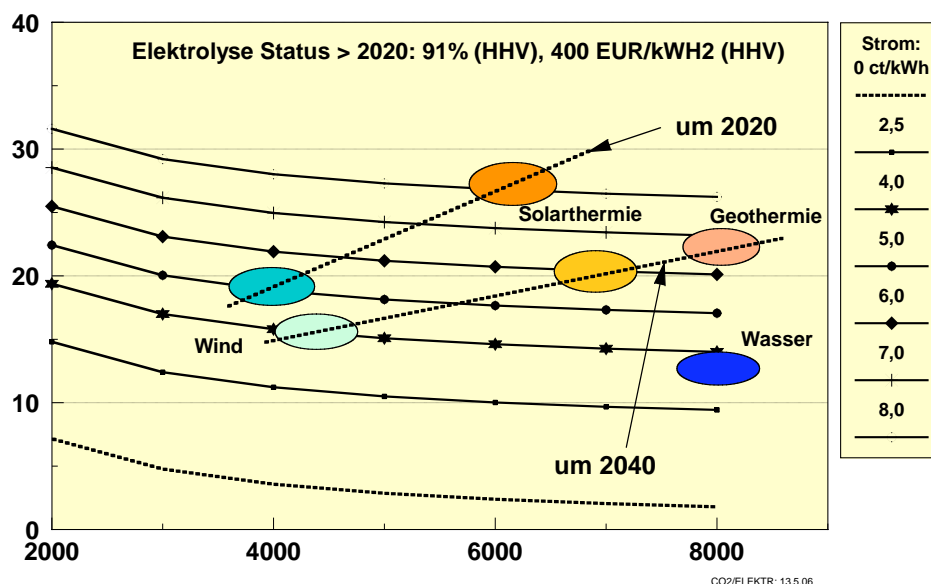


Abb. 12-8 Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse und ungefähre Wasserstoffkosten beim Einsatz von Strom aus Wind (3.500 – 4.500 h/a), solarthermischen Kraftwerken (6.000 – 7.000 h/a; Stromkosten frei Grenze), sowie von Geothermie und Wasserkraft (8.000 h/a) für Zeitpunkte um 2020 bzw. 2040

Dies zeigt schließlich auch ein Vergleich der fossilen mit der regenerativen Erzeugungsoption. Der Wasserstoffbereitstellung mit Kosten gemäß Tab. 12-16 ist in Abb. 12-9 die elektrolytische Wasserstoffbereitstellung gegenübergestellt. Beispielhaft ist der zeitliche Kostenverlauf für Wasserstoff aus Windenergiestrom und aus Wasserkraftstrom ct/kWh eingetragen. Letzterer kann aber aus Ressourcengründen bestenfalls in Marktnischen zur Verfügung stehen. Große Potenziale an regenerativem Wasserstoff sind nur über Wind, langfristig insbesondere aber über Solarstrom bereitstellbar. Im Jahr 2020 dürfte der günstige Wasserstoff aus regenerativem Strom (Wind) noch etwa um den Faktor zwei teurer sein. Gegenüber CO₂-armen Wasserstoff aus Gas kann sich die Kostenlücke längerfristig schließen, CO₂-armer Wasserstoff aus Kohle bleibt gemäß den hier vorgestellten Kostenannahmen auch auf längere Sicht kostengünstiger, da eine ungefähre Kostengleichheit Stromkosten aus erneuer-

erbaren Quellen um 3 - 3,5 ct/kWh erfordern würde. Werden fossile Anlagen allerdings geringer als 8.000 h/a ausgenutzt, steigen die Wasserstoffgestehungskosten entsprechend.

Darauf hinzuweisen ist, dass der Kostenvergleich noch nicht vollständig ist. Insbesondere fehlt noch ein Vergleich der infrastrukturellen Zusatzkosten. Bei Anlagen auf fossiler Basis handelt es sich um sehr große zentrale Anlagen, die eine voll ausgebaute Transport- und Verteilungsstruktur für Wasserstoff benötigen. Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien können hier Vorteile haben, jedoch können auch nicht vernachlässigbare Zusatzaufwendungen entstehen (z.B. Wind-Offshore). Auch die Option der Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse ist hier nicht betrachtet. Aber auch hierbei muss von sehr begrenzten Potenzialen ausgegangen werden.

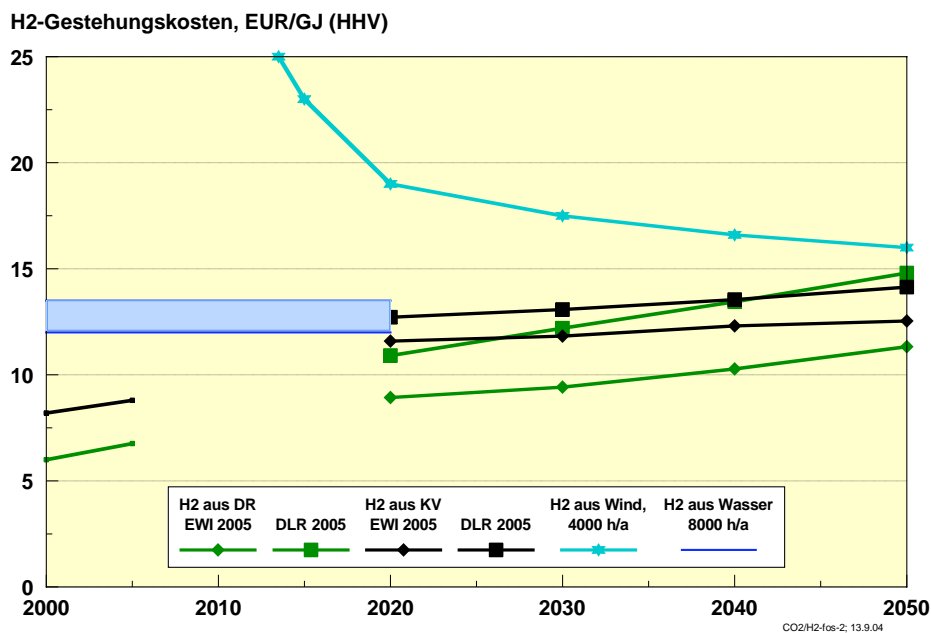


Abb. 12-9 Kostenvergleich der Wasserstoffbereitstellung aus CO₂-armen Anlagen auf der Basis von Erdgas und Steinkohle (8.000 h/a) mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus Wind bzw. aus Wasserkraft (heutige Wasserstoffkosten sind fossile Anlagen **ohne** CO₂-Rückhaltung).

Insgesamt stellt sich ein Vergleich CO₂-armer bzw. CO₂-freier Optionen für Wasserstoff deutlich anders dar als für den Fall der Strombereitstellung. Bei letzterer ist nach vorliegenden Daten kein Kostenvorteil für die fossile Option zu erkennen (Kapitel 12.1), während sich bei der Wasserstoffbereitstellung eine für die fossile Option günstigere Konstellation ergibt. Zur vollständigen Beurteilung dieser Sachlage muss allerdings auch berücksichtigt werden, dass Strom ein eingeführter Energieträger ist und hier relativ kurzfristige Entscheidungen hinsichtlich des Ausbaus Klima schonender Technologien getroffen werden müssen. Wasserstoff als Energieträger wird dagegen in energiewirtschaftlich relevanter Menge nicht vor 2030, eher erst ab 2050 benötigt (UBA 2006) und kann somit auch erst dann zum Klimaschutz beitragen. Das dürfte für einen substantiellen Klimaschutz, wie er bis 2050 erforderlich ist, zu spät sein. Damit reduziert sich auch der potenzielle ökonomische Vorteil CO₂-armen Wasserstoffs aus fossilen Quellen und seine Bedeutung für den Klimaschutz deutlich. In der Szenarienanalyse des Kapitels 7 wird auf diese Problematik eingegangen.

13 Sonstige energiewirtschaftliche Kriterien

Neben der rein ökonomischen Betrachtung der Strom- bzw. Wasserstoffbereitstellungskosten sind noch weitere energiewirtschaftliche Aspekte für die Frage der Umsetzung von CCS und der vergleichenden Einordnung relevant. Auf ausgewählte und im Kriterienraster (vgl. Kapitel 9) aufgeführte Faktoren wird nachfolgend eingegangen.

13.1 Gesellschaftliche Akzeptanz

Die gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber REG-Technologien wurde in zahlreichen Umfragen und Untersuchungen betrachtet. Es gibt zwar inzwischen mehrere hundert Bürgerinitiativen in Deutschland, die gegen die Nutzung der Windkraft eingestellt sind, auch bestehen vereinzelte Vorbehalte gegenüber der Nutzung von Biomasse. Trotzdem steht eine große Mehrheit der deutschen Bevölkerung der Nutzung regenerativer Energien positiv gegenüber. Ähnliche Analysen liegen für CCS in Deutschland bisher nicht vor. Es kann zudem festgehalten werden, dass das Wissen über CCS in der Bevölkerung bisher höchstens in Ansätzen vorhanden ist. Insofern trifft die Einführung von CCS nicht auf ein bereits vorgefertigtes und verfestigtes Meinungsbild. Spätestens mit der Umsetzung heute geplanter Großprojekte (z. B. RWE Planung zur Errichtung eines IGCC-Kraftwerks bis zum Jahr 2014) wird man an die Öffentlichkeit herantreten und sie detailliert informieren müssen. Entscheidend für eine Beeinflussung der öffentlichen Meinung für oder gegen CCS könnte dabei die generelle Argumentationsstrategie und das Wording sein. In wie weit sich durch beispielsweise simple Begriffswahl (hier seien die Begriffspaare „CO₂-frei“ versus „CO₂-arm“ sowie „CO₂-Speicherung“ versus „CO₂-Endlagerung“ angesprochen) die Akzeptanz steigern oder vermindern ließe, ist bisher nicht analysiert worden. Eine detaillierte Untersuchung, die wertvolle Hinweise auf die gesellschaftliche Akzeptanz sowie die Bildung der öffentlichen Meinung zu CCS in Deutschland geben könnte, ist gerade erst begonnen worden. Im Zeitverlauf könnten sich aber auch bei den regenerativen Energien neue Fragen stellen. Dies betrifft z.B. die Akzeptanz von Hochspannungsleitungen zur Übertragung von REG-Strom aus mehreren tausend Kilometern Entfernung.

13.2 Übertragbarkeit von Technologien auf Entwicklungsländer

Zunehmend wird die Tauglichkeit von Technologielinien im Klimaregime auch am Kriterium der Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer gemessen. Zwar verbrauchen bisher noch die Industrieländer am meisten Energie – und stoßen damit auch am meisten CO₂ aus – jedoch werden in den kommenden Dekaden die Entwicklungsländer den größten Anteil am Energieverbrauch und damit an den CO₂-Emissionen einnehmen (IEA 2004). Insofern sind Technologien, die nur in reifen Energieinfrastrukturen von Industrieländern zur Anwendung kommen können, im Sinne einer globalen Emissionsminderungsstrategie zwangsläufig anderen Technologien, die auch in Entwicklungsländern eingesetzt werden können, unterlegen. Der Komplexitätsgrad von Technologielinien bemisst sich nicht nur an der Beherrschbarkeit der Technologie selbst, sondern auch und gerade an der Integrationsfähigkeit ins vorhandene Energiesystem. Kriterien dafür sind:

- Beherrschbarkeit der Technologie im Kraftwerk

- Regelbarkeit der Technologie im Systemverbund

Bezüglich der Beherrschbarkeit im Kraftwerk sind Aspekte wie Ausbildungsstand der Techniker und Verfügbarkeit von Ersatzteilen relevant. Beides ist in zahlreichen Entwicklungsländern per se nicht verfügbar und stellt somit begrenzende Faktoren dar³².

Stellen technische oder wirtschaftliche Gegebenheiten begrenzende Faktoren dar, müssen Technologien möglichst robust, d. h. wenig komplex gestaltet sein, um nicht selbst zu einem begrenzenden Faktor innerhalb des Gesamtsystems zu werden. Der Einsatz von Post-combustion-Technologien, also eine Ergänzung zu konventionellen Kraftwerkstechnologien, bedeutet eine Steigerung des Komplexitätsgrads. In Entwicklungsländern wäre zu prüfen, ob diese Ergänzungen von ansässigen Technikern zuverlässig beherrscht werden können und ob die geringere Flexibilität eines solchen Systems mit den vorhandenen Energieinfrastrukturen in Einklang gebracht werden kann. Teilweise oder gänzlich neue Technologien wie IGCC und Oxyfuel stellen ggf. noch höhere Anforderungen an Ausbildung und Sachkenntnis wie Post-combustion-Technologien.

Dem gegenüber stellt die Beherrschung von Windkraftanlagen im Offshore-Bereich bezüglich des nötigen Know-hows möglicherweise geringere Anforderungen an die Ausbildung von Fachpersonal, obwohl auch diese Turbinen High-Tech-Produkte sind und vor allem die Wartung sehr aufwendig ist. Problematisch erscheint der Aspekt, ob Offshore-Windparks mit den in Entwicklungsländern vorhandenen Netzinfrastrukturen kompatibel und dann auch beherrschbar sind. Gerade für die Kraftwerkseinsatz- und Netzplanung würden sich hier neue Herausforderungen stellen.

Solarthermische Kraftwerke sind mit herkömmlichen Turbinenkraftwerken zu vergleichen; lediglich die Wärme für den Betrieb der Turbinen wird aus solarer Strahlung gewonnen. Insofern stellen Solarthermische Kraftwerke keine grundlegend höheren Anforderungen an die Ausbildung von Fachpersonal als sie für den normalen Betrieb von konventionellen Kraftwerken gelten.

13.3 Technologieführerschaft und Exportchancen

Deutsche Unternehmen gehören in sämtlichen REG-Technologien zu den führenden Akteuren im globalen Wettbewerb. Insofern erscheint deren globale Einführung ein für die deutsche Exportwirtschaft sinnvoller Ansatz zu sein. Die Windenergiebranche beschäftigt in Deutschland bereits über 60.000 Personen direkt und noch einmal etwa dieselbe Anzahl in Zulieferbetrieben. Schon heute sind die Exportanteile im Windkraftbereich hoch. Mit Erreichen der Marktsättigung hauptsächlich im Onshore-Bereich sind die Unternehmen mehr und mehr darauf angewiesen, Exportmärkte zu erschließen. Aus einer Verbindung von starker heimischer Wirtschaft (mit weltweiter Technologieführerschaft), dem globalen Vorantreiben des Klimaschutzes und Entwicklungszusammenarbeit im Energiebereich können wertvolle Synergien geschaffen und genutzt werden.

Im Bereich von CCS gehören deutsche Unternehmen und Forschungsinstitute ebenfalls zu wichtigen und weitgehend auch führenden Akteuren. Sie teilen sich die Technologieführerschaft aber vor allem mit den USA, die zudem bedeutend mehr finanzielle Mittel für F & E

³² Gleichwohl muss betont werden, dass die Ausbildung im technischen Bereich in Entwicklungsländern in den vergangenen Jahren zum Teil große Fortschritte gemacht hat.

bereitstellen. Es besteht daher die Gefahr, dass womöglich die Förderung von CCS in Entwicklungsländern letztendlich weniger deutschen, sondern US-amerikanischen Unternehmen zugute kommen könnte. Allerdings sind deutsche Unternehmen in der konventionellen Kraftwerkstechnik führend und verfügen über gute Beziehungen zu potenziellen Einsatzländern. In diesem Zusammenhang sollten die traditionell bestehenden guten Beziehungen und Kooperationen zwischen Deutschland und verschiedenen Weltregionen (nicht nur im Energiebereich) nicht unterschätzt werden, hier sind z. B. Kooperationen zwischen Australien sowie einigen chinesischen Provinzen und dem Bundesland Nordrhein-Westfalen zu nennen. Im gesamteuropäischen Kontext ist die EU-China-Initiative Clean Coal zu nennen.

13.4 Importabhängigkeit

Deutschland ist zu über 70 Prozent von Energieimporten abhängig: Die Importabhängigkeit bei Erdöl liegt bei etwa 97 Prozent, bei Erdgas bei ca. 80 Prozent, bei Kernbrennstoffen bei 100 Prozent, bei Steinkohle - nicht Vorkommen bedingt, sondern aufgrund der hohen heimischen Förderkosten - bei über 50 Prozent. Nur Braunkohle kann inländisch in für die Stromproduktion ausreichenden Mengen gefördert werden. Aufgrund der abnehmenden Produktion wird die Importabhängigkeit in den kommenden Jahren deutlich zunehmen. Diese Tendenz ist bei allen Industrieländern zu beobachten, und auch auf EU-Ebene nimmt die Importabhängigkeit zu. In Bezug auf CCS kommt dem besondere Bedeutung zu, da sich der Umwandlungswirkungsgrad mit der CO₂-Abtrennung signifikant verschlechtert. Dabei ist die Situation bei Erdgas grundsätzlich schwieriger einzustufen als bei Steinkohle.

Die Lieferantenstruktur bei Steinkohle ist geprägt von zwei Merkmalen:

- Die Zahl der Anbieter ist relativ groß.
- Die Anbieterstaaten sind zumeist als politisch stabil zu bezeichnen.

Steinkohle ist außerdem in ausreichenden Mengen weltweit verfügbar, so dass davon ausgegangen werden kann, dass in den kommenden Dekaden keine strukturell bedingten Lieferengpässe auftreten werden. Eine Zunahme der Importabhängigkeit kann aus den genannten Gründen als ein primär marktwirtschaftliches Problem aufgefasst werden.

Die Anbieterstruktur, vor allem aber die Verteilung der wirtschaftlichen Ressourcen, ist hingegen bei Erdgas weniger divers als bei Steinkohle. Die Hauptlieferanten für Deutschland sind Russland, Norwegen und die Niederlande (s. Abb. 13-1). Aufgrund der langfristig zu planenden und kapitalintensiven Infrastrukturen herrschte in den vergangenen Jahrzehnten eine Art „natürliches Monopol“ verschiedener Anbieter sowie der zwischen Anbieter und Verbraucher geschalteten Unternehmen (z. B. Gasverteilungsunternehmen) vor. Die Kapitalintensität der Gasleitung – sie macht im Vergleich zu den Produktionskosten einen großen Anteil der Gesamtkosten aus – war es auch, die den Markteintritt weiter entfernt liegender Anbieter bisher verhinderte. So bezieht Deutschland z. B. aus der Region des Persischen Golfs derzeit kein Gas. Dies kann sich jedoch in den kommenden Jahren ändern, und zwar aus zwei Gründen:

- die Gaspreise sind stark gestiegen, wodurch auch der Bau und der Betrieb von Pipelines über große Entfernungen rentabel werden,

- die Nutzung von verflüssigtem Erdgas wird aufgrund hoher Abnehmerpreise konkurrenzfähig, wodurch Gas auch mit Schiffen transportiert und flexibel zu den Märkten gebracht werden kann.

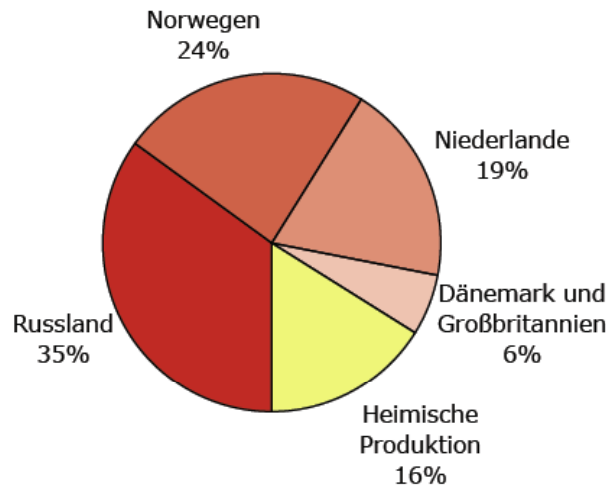


Abb. 13-1. Erdgasimporteure Deutschlands

Quelle: Ruhrgas 2005

Aufgrund des eingeschränkten Exportmarkts ist eine steigende Importabhängigkeit z. B. im Fall von Erdgas nicht nur ein wirtschaftliches Problem, sondern auch ein politisches.

Im Gegensatz dazu kann die Nutzung heimischer REG-Potenziale einen Beitrag zur Senkung der Importabhängigkeiten von fossilen Energieträgern leisten, mithin zur Erhaltung politischer Handlungsspielräume durch Minderung der Abhängigkeiten.

Beim großmaßstäblichen Import von REG-Strom entstehen hingegen neue Abhängigkeiten aufgrund der leitungsgebundenen Struktur überregionaler Stromtransporte und der Bindung solarthermischer Kraftwerke an hohen direkten solaren Strahlungsanteilen. Diese Leitungen würden im Fall der solarthermischen Stromerzeugung in Nordafrika durch mehrere Länder führen und könnten durch geringe Eingriffe (z. B. Terrorismus) gestört werden.

13.5 Sicherheitspolitische Implikationen

Eng verbunden mit dem Einfluss von Importabhängigkeiten auf politische Gestaltungsspielräume sind deren sicherheitspolitische Konsequenzen. Die internationale Dimension von Sicherheitspolitik wird dementsprechend zunehmend wichtiger, je größer die Abhängigkeit von politisch instabilen Staaten und die Anfälligkeit gegenüber Lieferunterbrechungen wird. Letzteres ist vorrangig dann der Fall, wenn sich Versorgungswege ausweiten und weniger geschützt werden können. Das aktuell erschienene Grünbuch der EU-Kommission „Security of energy supply“ thematisiert die sicherheitspolitische Bedeutung der Energieversorgung und unterbreitet erste mögliche Schritte einer umfassenden europäischen Antwort. Zu diesen gehört die Entwicklung einer kohärenten europäischen Energieaußenpolitik, auch mittels der Schaffung langfristiger Energiekooperationen mit Produzenten und Transitländern, die Ent-

wicklung eines politischen Konzepts zur Sicherung und Diversifizierung der Energieversorgung und anderen Ansätzen (EU 2006).

Es kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass eine Steigerung des Erdgasimportbedarfs durch den Einstieg in die großmaßstäbliche Nutzung von CCS zu einer Verschärfung der sicherheitspolitischen Problemlagen führen würde.

Die Veränderung von Abhängigkeitsbeziehungen durch großmaßstäblichen REG-Strom-Import würde neue sicherheitspolitische Herausforderungen schaffen, da Abhängigkeiten von anderen Staaten entstehen würden (z. B. von den Transitländern).

13.6 Anfälligkeit und Komplexität des Anlagenverbundes

Technische Systeme sind per se mit steigendem Komplexitätsgrad anfälliger gegen Störungen, da sich die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Gesamtsystems aus den einzelnen Ausfallwahrscheinlichkeiten der Systemkomponenten errechnet. Für jede neu hinzugefügte Komponente steigt also die Ausfallwahrscheinlichkeit des Gesamtsystems. Dies gilt im Fall von CCS insbesondere bei der Rauchgaswäsche, der Vergasung sowie der Luftzerlegung, da hier an den konventionellen Kraftwerksprozess ein weiteres Kettenglied angehängt wird.

Dieser Zusammenhang ist bisher ausschlaggebend dafür gewesen, dass IGCC-Kraftwerke den Sprung in die stärkere Verbreitung nicht geschafft haben. Die Verfügbarkeit ist bisher nicht für kommerziellen Betrieb ausreichend. In Bezug auf die Oxyfuel-Verfahren liegen diesbezüglich noch keinerlei Erfahrungen vor. Generell lässt sich jedoch festhalten, dass neu eingeführte und komplexere Technologien im Vergleich zu bewährten Technologien zunächst eine geringere Verfügbarkeit aufweisen: Erfahrungswerte für den Gesamtbetrieb liegen kaum vor, neue Komponenten zeigen ihre Belastbarkeit oft erst unter Alltagsbedingungen und unterliegen fortwährenden Optimierungsanstrengungen.

Hinsichtlich der Verfügbar- und damit auch Zuverlässigkeit der Anlagen ist aber nicht nur der Kraftwerksprozess selber relevant. Der Abtransport von CO₂ aus dem Kraftwerk und damit die Transportinfrastruktur führt zu einer weiteren Steigerung des Komplexitätsgrades. Fiele z. B. eine Pipeline aus, müsste entweder eine entsprechende Zwischenlagerkapazität vorgehalten oder aber CO₂-Emissionszertifikate hinzugekauft werden. Erfahrungen aus anderen netzgebundenen Infrastrukturen (z. B. Erdgasleitung) zeigen allerdings, dass das diesbezügliche Risiko als eher vergleichsweise gering einzuschätzen ist.

Die mit einem CCS-Pfad zu erwartende weitere Verstärkung zentralisierter Strukturen aufgrund größerer Kapazitäten (aus wirtschaftlichen Gründen) steigert – in absoluten Größen – zusätzlich die Ausfallwahrscheinlichkeit und erhöht den Aufwand für die Reservehaltung. Der Grund dafür ist, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit von wenigen großen Systemen immer größer ist als die von vielen kleinen (s. dazu Abb. 13-2). Dies würde dann u. a. zu erhöhten Reservehaltungskosten (z.B. in Form von Reservekraftwerken oder vertraglicher Absicherung von Importstrom) führen.

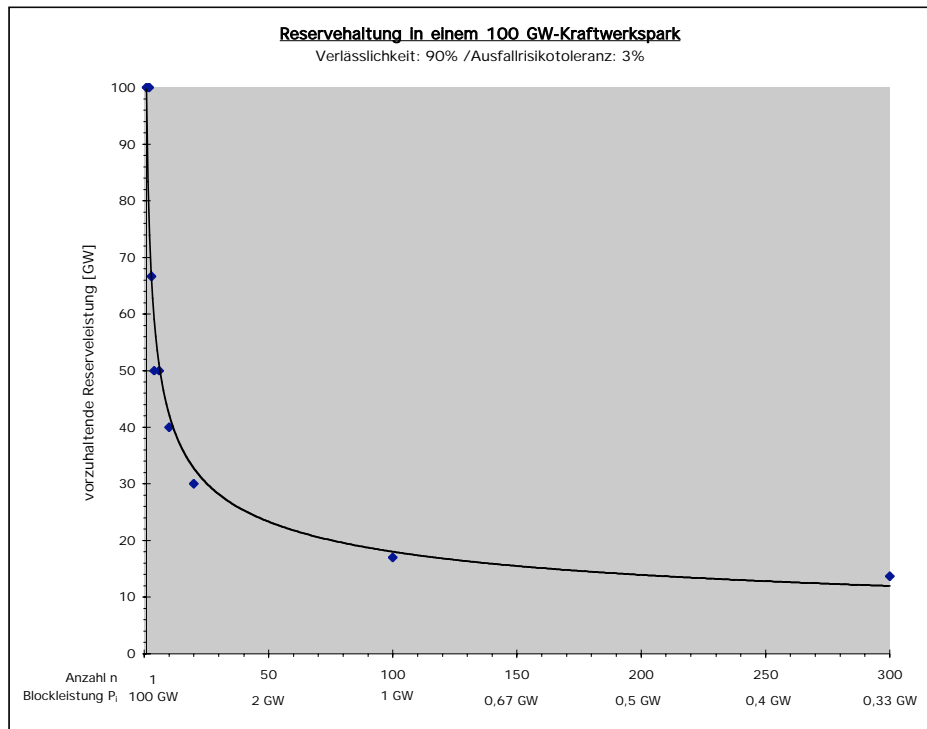


Abb. 13-2 Vorzuhaltende Reserveleistung als Funktion identisch großer Einzelblöcke P_i in einem virtuellen Kraftwerkspark mit 100 GW Leistung.

Die in den vergangenen Jahren in die Diskussion eingegangene Terrorismusargumentation (vor allem im Zusammenhang mit Kernkraftwerken) ist für den Fall von CO₂-Pipelines wohl wenig akut. Aufgrund der erforderlichen Großkraftwerksstruktur ist aber mit CCS zwangsläufig eine höhere Anfälligkeit bzw. geringere Flexibilität verbunden als dies bei dezentralen Systemen der Fall ist.

13.7 Nutzungskonflikte

Bei vielen Entscheidungen spielen die so genannten Opportunitätskosten eine wichtige Rolle, also die Beantwortung der Frage, was aufgegeben werden muss, um eine bestimmte Sache zu bekommen. Diese Opportunitätskosten spiegeln sich in den Nutzungskonflikten wider. Zentral sind hier die Fragen, wie mit bestimmten Ressourcen – Speicherplatz, Anbaufläche u. a. – umgegangen wird und wie sie auf unterschiedliche Nutzungsarten aufgeteilt werden. Zwei Dimensionen kommen hier zum Tragen: Erstens die horizontale Dimension, die aktuelle Nutzungskonflikte und damit räumliche Konkurrenzen betrachtet. Zweitens die vertikale Dimension, die auf zukünftige Einschränkungen durch aktuelle Entscheidungen abhebt. Vor allem letztere Dimension ist schwer abzuschätzen, weil die Zukunft prinzipiell schwer vorhersehbar ist. Der heutige Mensch kann sich kein Bild davon machen, was zukünftige Generationen für erstrebens- oder erhaltenswert halten werden.

Beispielsweise würde durch Speicherung von CO₂ in Salzkavernen die zukünftige Nutzung dieser Kavernen – als Salzlager oder Speicherorte für andere Produkte – nach menschlichen Zeitmaßstäben für immer ausgeschlossen. Ähnliches gilt möglicherweise für zukünftige geothermische Nutzungsformen zur Strom- und Wärmegewinnung bzw. zur Wärme- und Kältespeicherung, welche mit der Nutzung von Aquiferen als CO₂-Lagerstätte kollidieren

könnten. Auf Nutzungskonflikte wurde bei der Diskussion der einzelnen Speicheroptionen selber bereits eingegangen (vgl. Kap. 7)

14 Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen von Szenarien

Während in den vorhergehenden Kapiteln die technologischen Grundlagen von CCS diskutiert und ökologische und ökonomische Vergleichsbetrachtungen zu Energieoptionen aus dem Bereich erneuerbare Energien durchgeführt wurden, wird nachfolgend eine Analyse der energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Bedeutung von CCS im Gesamtzusammenhang durchgeführt. Hierzu werden zunächst die generellen Einflussgrößen auf die Umsetzung von CCS noch einmal zusammen gestellt und dann an Hand von Szenariorechnungen dargelegt, welche unterschiedlichen Zukunftsperspektiven für CCS denkbar und sinnvoll sind. Die Überlegungen werden für das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland angestellt.

14.1 Umfeld für die energiewirtschaftliche Relevanz von CCS

Die Rolle von CCS in der energiewirtschaftlichen Umsetzung wird von vielen Faktoren beeinflusst. Das Kapitel stellt diese zunächst in der Übersicht dar und geht dabei auch in einer zunächst eher grundsätzlichen Art auf die Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutz-elementen ein.

14.1.1 Generelle Einflussgrößen für CCS

Die zukünftige Rolle von CCS wird neben technischen, ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten, den verfügbaren Alternativen sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz vor allem auch von der potenziellen Nachfrage nach Kraftwerkskapazität im Zeitverlauf bestimmt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist der Kraftwerkersatzbedarf in Abhängigkeit der technologischen Verfügbarkeit von CCS die entscheidende Einflussgröße. Er bestimmt die Grenzen der generellen Einsetzbarkeit von CCS.

Erste grobe quantitative Einschätzungen über die theoretischen nachfrageseitigen Grenzen von CCS finden sich in nachfolgender Abb. 14-1. Ausgangspunkt der Überlegungen ist dabei ein Szenario, in dem unter sonst gleichen Bedingungen wie im Referenzszenario (vergleiche Energiereport IV in (Prognos/EWI 2005)) alle neuen fossilen Kraftwerke ab dem Jahr 2020 mit CO₂-Abtrennung und Speicherung ausgeführt werden.

Nach dieser Vorgehensweise ermittelt sich für den Referenzfall ein jährlicher Speicherbedarf von 73,1 Mio. t CO₂. Als wesentliche Einflussfaktoren für diese theoretische Obergrenze stellt sich (nach unten) die Verfügbarkeit der Technologie dar. Eine um fünf Jahre nach hinten verschobene Einsatzfähigkeit der CCS Kraftwerktechnik reduziert – schließt man eine Nachrüstung von Kraftwerken zunächst aus - den Speicherbedarf auf 47,8 Mio. t CO₂, da bis zum Jahr 2025 bereits ein ganz erheblicher Teil des Kraftwerksparks im Referenzfall substituiert werden muss. Abweichungen nach oben ergeben sich vor allen durch eine Veränderung des Kraftwerksmixes (Erhöhung des Kohleanteils gegenüber Referenzbedingungen), aber auch durch eine Veränderung der Annahmen für die Laufzeiten der Kernkraftwerke, die den Ersatzbedarf im Kraftwerkspark auf einen späteren Zeitraum verschieben. Eine vergleichbare Wirkung hat auch die Verlängerung der Laufzeit der fossilen Kraftwerke selber (wie hier angenommen von 40 auf 50 Jahre), weil sie den Ersatzbedarf ebenfalls strecken würde.

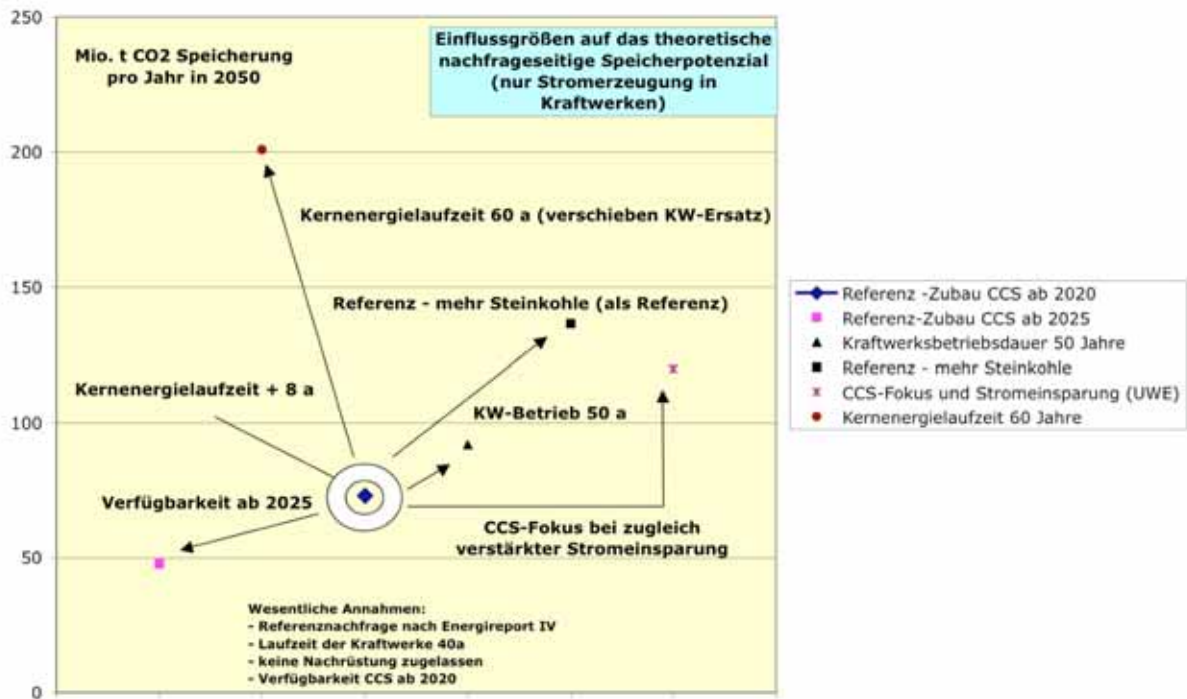


Abb. 14-1 Wesentliche Einflussfaktoren für eine zukünftige CO₂-Abtrennung und Speicherung (Zeitpunktanalyse für 2050)

Setzt man die resultierenden jährlichen Speichermengen, die zwischen knapp 50 Mio. t CO₂ und 200 Mio. t CO₂ schwanken, in Beziehung zu den in Deutschland verfügbaren Speicherpotenzialen (vgl. Kapitel 7) und unterscheidet diesbezüglich zwischen einer unteren und einer oberen Grenze (der Potenziale)³³, so zeigt sich, dass zumindest für eine Nutzung von CCS für den Übergang (Übergangsstrategie) speicherseitig keine Begrenzungen zu erwarten zu sein scheinen. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass sich die ausgewiesenen Speicherpotenziale auch real als nutzbar, d.h. hinreichend langzeitstabil, ökologisch verträglich und kostenmäßig zu vertretbaren Bedingungen ausschöpfbar erweisen. Zudem unterstellt dies, dass kraftwerksseitig (im Rahmen einer zu schaffenden CO₂-Infrastruktur) geeignete Speicherstätten auch gefunden werden können, die für die gesamte Betriebszeit des Kraftwerks eine Einspeicherung ermöglichen.

Abb. 14-2 zeigt in diesem Zusammenhang den Anteil des jährlichen Speicherbedarfs an den verfügbaren Potenzialen, und Abb. 14-3 zeigt die damit korrespondierenden Rechengröße „statische Reichweite“ der Speicherpotenziale. Danach wird – legt man die untere Potenzialschranke als Maßstab – durch die jährliche Speichermenge im Jahr 2050 im besten Fall 0,3 % und im schlechtesten Fall 1,4 % ausgeschöpft. Noch deutlicher wird dies im Hinblick auf die statischen Reichweiten, die aus vorgenannten Überlegungen resultieren.

³³ Für die Berechnungen wurde hier eine untere Grenze der nationalen Speicherpotenziale von 14,5 GT CO₂ unterstellt (Ausschöpfung von leer geförderten Gas- und Ölfeldern sowie anteilig salinaren Aquiferen, für die obere Grenze wurden bei einem Gesamtpotenzial von 47,3 Gt CO₂ auch tief liegende Kohleflöze (ECBM: Enhanced Coal Bed Methan Recovery) mit betrachtet.

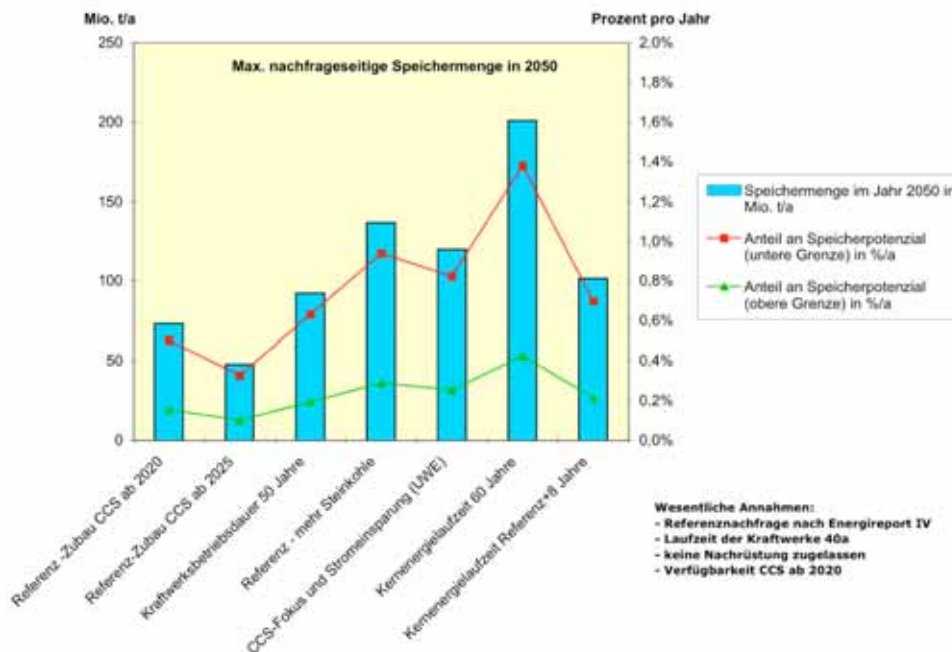
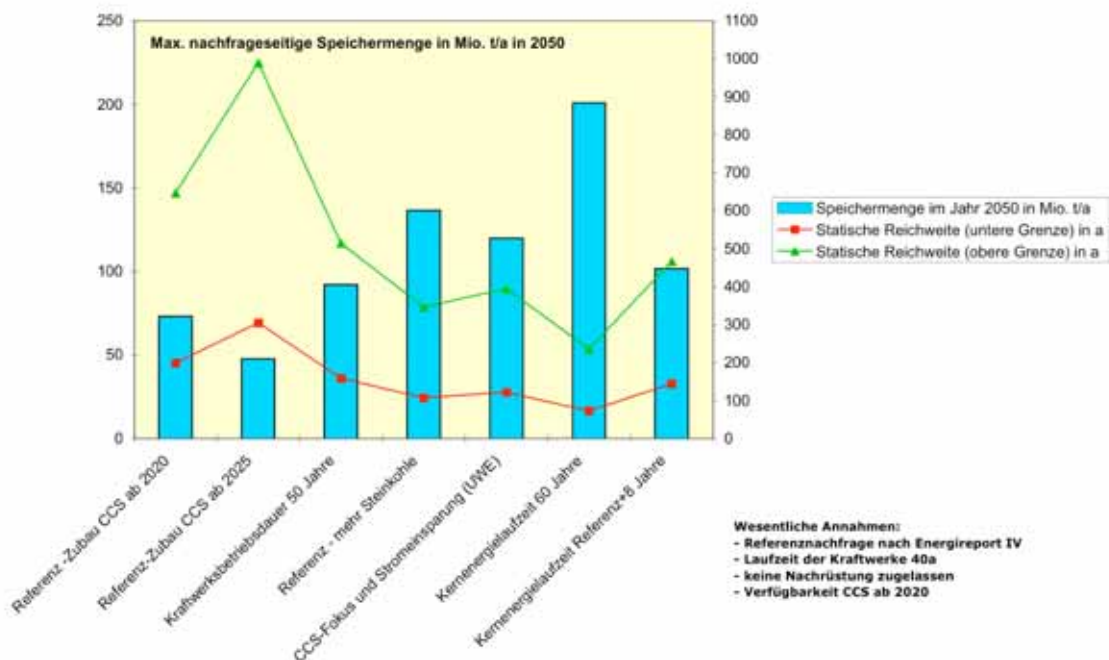
Abb. 14-2 Verhältnis von möglichen Speicherefordernissen und verfügbaren Potenzialen³⁴

Abb. 14-3 Resultierende statische Reichweite der Speicherverfügbarkeit für unterschiedliche Speicherefordernisse

³⁴ Definition „untere Grenze“: Aquifere & Gasfelder (14,6 Gt)
 Definition „obere Grenze“: Aquifere & Gasfelder & Tiefe Kohleflöze (47,3 Gt)

Umgerechnet auf die statische Reichweite ergibt sich eine mögliche Speicherdauer von 305 respektive 72 Jahren. Wie die Darstellungen zeigen, wird die mögliche Umsetzung von CCS im Kraftwerkspark ganz maßgeblich von dem heute schon massiven Ersatzbedarf aufgrund der zunehmend alternden Kraftwerke bestimmt. Vor diesem Hintergrund kommt auch der Frage der Nachrüstung von CCS in bestehenden Kraftwerken eine hohe Bedeutung zu, der im nachfolgenden Kapitel nachgegangen werden soll.

14.1.2 Einflussgröße: Nachrüstung von Kraftwerken

Zur Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung an bestehenden Kohlekraftwerken kommen zwei Möglichkeiten in Betracht. Das ist zum einen die „post combustion“-CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas, z.B. mittels MEA-Wäsche und zum anderen die Umstellung des Verbrennungsprozesses auf reinen Sauerstoff (Oxyfuel-Verfahren). Beides bringt erhebliche Veränderungen der Infrastruktur im Kraftwerk mit sich. Bei der MEA-Wäsche handelt es sich dabei vorrangig um einen erheblichen zusätzlichen Platzbedarf für die Abgaswäscher und die Kolonne für die Regeneration der Waschflüssigkeit sowie entsprechende Speichermöglichkeiten. Darüber hinaus ist zu klären, wie hoch der Betriebsaufwand für eine ggf. prozessbedingt notwendige weitere Abreinigung des Rauchgases ist. Kommen beispielsweise Amin-Wäschen für die CO₂-Abtrennung zum Einsatz, so müssen die zulässigen SO₂- und NO_x-Konzentrationen über die gesetzlichen Emissionsgrenzwerte hinaus weiter abgesenkt werden. Auch wirkt der Sauerstoffüberschuss aus der Verbrennung störend. Über die Entwicklung stabilerer Lösungsmittel könnten die zulässigen Konzentrationen gegenüber der Verwendung des üblichen MEA (Monoethanolamin) erhöht werden.

Im Falle einer Nachrüstung zum „Oxyfuel“-Kraftwerk ist eine Luftzerlegungsanlage für den benötigten Sauerstoff notwendig. Zudem erfordert eine derartige Umrüstung größere Umbauarbeiten am Feuerraum, wie z.B. die Möglichkeit zur Rezirkulation von CO₂ aus dem Abgas, welche zur Temperaturkontrolle der Verbrennung benötigt wird.

Für die Nachrüstung sind die Kraftwerke während der Umbauphase nur eingeschränkt oder gar nicht betriebsfähig, was mit entsprechenden finanziellen Ausfällen verbunden ist. Aufgrund der hohen Wirkungsgradabschläge ist eine Nachrüstung nur bei denjenigen Kraftwerken überhaupt sinnvoll, die von einem hohen Wirkungsgradniveau ausgehen. Eine Nachrüstung kommt aus heutiger Sicht – auch vor dem Hintergrund der für die Amortisation der Zusatzmaßnahmen notwendigen noch verbleibenden Restlaufzeit – damit wohl nur für solche Kraftwerke in Betracht, die im Rahmen des jetzt anstehenden Kraftwerksersatzbedarfs errichtet werden (vgl. Fischeidick 2006). Dies sind für den Steinkohlebereich beispielsweise Kraftwerke nach dem Referenzkraftwerksprinzip mit einem Wirkungsgradniveau von 46 % und perspektivisch auf Kraftwerke der 700°C Technologie mit einer Umwandlungseffizienz von dann möglicherweise über 50 %.

Zu berücksichtigen sind bei einer Nachrüstung auch die mögliche Einflussmaßnahme auf die Betriebsmöglichkeiten der Anlagen. Im Fall einer nachgeschalteten CO₂-Abtrennung („post combustion“) ist am konventionellen Kohlekraftwerk wohl keine nachteilige Beeinflussung der Lastdynamik und Regelbarkeit zu erwarten, da die MEA-Wäsche vergleichbare Anforderungen stellt, wie die in der Regel bereits vorhandenen Wäscher zur Rauchgasentschwefelung.

Bei einer „Pre-Combustion“-Abtrennung in einem IGCC-Prozess ist die CO₂-Abtrennung ein wesentlicher Prozessschritt zwischen Vergasung und Gasturbine, welche eine enge rege-

lungstechnische Kopplung der Prozessschritte bedingt. Weil die Prozessschritte nicht unabhängig von einander betrieben werden können, sind bei diesem Konzept systemrelevante Auswirkungen der CO₂-Abtrennung zu erwarten, was auch eine Nachrüstbarkeit zwar nicht prinzipiell ausschließt, so doch zumindest einschränkt. Im Vergleich zu „Pre-“ und „Post-Combustion“-Konzepten zur CO₂-Abtrennung wird beim „Oxyfuel“-Kraftwerk die Lastdynamik und Regelbarkeit durch die CO₂-Abtrennung nicht oder nur geringfügig beeinflusst. Da bei der Sauerstoffverbrennung das Abgas hauptsächlich aus CO₂ und H₂O besteht, wird nicht das CO₂ aus dem Gas separiert, sondern der Wasserdampf durch Kondensation abgetrennt. Der Verbrennungs- und Dampfprozess ist davon weitgehend entkoppelt.

Die Frage der Nachrüstung von Kraftwerken einerseits und die Möglichkeiten vorbereitend Maßnahmen treffen zu können (so genanntes „capture ready“ Konzept) andererseits wird zunehmend zur Forschungsfrage. Diesbezügliche Arbeiten laufen z.B. im Rahmen des niederländischen CATO-Programms. Untersuchungen über eine „capture ready“ Konzeption werden derzeit aber auch für ein 350 bis 450 MW Kohlekraftwerk der Canadian Clean Power Coalition und Sask Power angestellt. In Deutschland hat RWE Power angekündigt, neben der Errichtung einer IGCC-Anlage mit CO₂-Abtrennung bis zum Jahr 2014 auch an Nachrüstkonzepten arbeiten zu wollen. In den Niederlanden ist in der Diskussion, den Nachweis über „capture ready“ sogar verpflichtend für den Neubau von Kraftwerken zu machen.

Energiewirtschaftlich und klimapolitisch könnte der Nachrüstung dann eine hohe Bedeutung zukommen, wenn die derzeitigen Kraftwerksplanungen vollständig umgesetzt werden. Nach einer längeren Phase des Investitionsstaus scheint dieser jetzt mit der Veröffentlichung der Regeln des Nationalen Allokationsplans II aufgebrochen zu werden. Der „Nationale Allokationsplan 2008 - 2012“ (im Folgenden kurz NAP II) ist in der Tat bewusst darauf angelegt, diesen Innovationsstau aufzulösen. Auch wenn sein Titel lediglich eine Zuteilung von Emissionsrechten für die „Kyoto-Periode“ 2008 – 2012 nahe legt: Im Kraftwerkssektor werden privilegierte Emissionsrechte weit über den Zeitpunkt *nach* Ablauf der Kyoto-Periode ausgegeben und zwar für neue Kraftwerke. Die Weichen sind damit für ein Kraftwerksersatzprogramm im zweistelligen Milliardenbereich gestellt.

In diesem Investitionsvolumen stecken viele Chancen. Es ist wirtschafts- und beschäftigungspolitisch aussichtsreich, es macht industriepolitisch Sinn und hilft der deutschen Wirtschaft mit Blick auf die Exportmärkte. Es ist aber auch eine große Chance ökologischer Modernisierung. Geht man von der bisher bekannt gewordenen Planung von bis zu 32 Kraftwerken mit einer installierten Leistung von rd. 18 GW aus und unterstellt in erster Näherung, dass diese Anlagen lediglich Altkraftwerke gleichen Brennstoffs mit deutlich schlechterer Brennstoffausnutzung ersetzen, ergibt sich ein theoretischer CO₂-Einspareffekt von beachtlichen 24 %.

Auf der anderen Seite stellen die nun angekündigten Kraftwerksneubauten strukturelle Festlegungen dar, die weit in die Zukunft reichen und deshalb auf Konflikte mit zukünftigen Entwicklungen hin zu prüfen sind. Dies gilt insbesondere für den langfristigen Umgang mit der klimapolitischen Herausforderung. Die Summe aller Bauvorhaben könnte sich damit als unverträglich erweisen. Dass die Neukraftwerke gegenüber dem Bestand, den sie ablösen, erheblich effizienter sind, verhindert das genannte Problem nicht: Selbst ‚viel besser‘ kann in Zeiten des Klimawandels „nicht gut genug“ sein. Oder anders ausgedrückt: Neben der „Klasse der Anlagen“ ist für den Klimaschutz auch die schiere „Masse der Anlagen“ von Bedeutung.

Nachfolgende Abbildung macht das Ausmaß der durch NAP II, zum Teil aber auch schon durch NAP I begünstigten strukturellen Festlegungen für die Zukunft deutlich. Gezeigt ist dies in der Einheit „zu erwartende CO₂-Emissionen pro Jahr“. Die Balken geben einen Überblick über den Zeitraum der emissionsrechtlichen Begünstigung bzw. die erwartbare Nutzungsdauer in Höhe von 40 Jahren. In der Grafik ist berücksichtigt worden, dass bereits in NAP I Privilegierungen für drei Typen von Kraftwerken vergeben wurden:

- (1) Für die Erneuerung der Kraftwerke in Ostdeutschland, die sog. „Early Action“-Anlagen, Laufzeit 12 Jahre – da es überwiegend um Kohlekraftwerke ging, führt dies zu einem hohen CO₂-Emissionsvolumen.
- (2) Für Anlagen, über deren Errichtung mit Beginn der Erörterung der Regeln des Emissionshandels bereits entschieden worden war, für diese wurde eine „Vertrauensschutzregel“ in § 8 ZuG 2007 eingefügt, mit gleicher Privilegienzeit – diese Kraftwerke gingen kurz vor dem Laufzeitbeginn des ersten NAP, d.h. vor 2005, in Betrieb.
- (3) Darüber hinaus wurden Emissionsrechte für Neuanlagen gebunden und mit einer langjährigen Privilegierung versehen. Wie viele dieser Anlagen bis Ende 2007 in Betrieb gehen, ist noch unklar.

Mit NAP II wird sowohl die generelle Linie des Umgangs mit Anlagen, die Bestandsanlagen ersetzen, als auch das Verfahren bezüglich Neuanlagen aus NAP I übernommen. Ein erheblicher Anreiz zu Zubau-, Ersatz- und Modernisierungsmaßnahmen resultiert aus der (zeitlich eingeschränkten) Privilegierung, in dem die Anlagen über 10 respektive 14 Jahre von dem für Bestandsanlagen üblichen Minderungsfaktor freigestellt sind.

Wie die Abb. 14-4 zeigt, ergeben sich aus den Privilegierungen aus dem NAP strukturelle Festlegungen für die CO₂-Emissionen in der Höhe von rund 150 Mio. t, davon 65 bis 70 Mio. t/a durch die nun bestehenden Kraftwerksplanungen. Folgt man der höheren Abschätzung vom Öko-Institut über die „early action“, würde sogar ein CO₂-Ausstoß rund 190 Mio. t für einen langen Zeitraum festgelegt.

Vergleicht man dies mit spezifischen Vorgaben für die Entwicklung der CO₂-Emissionen, ist der potenzielle Konflikt offensichtlich. Er zeigt sich um das Jahr 2020 herum, wenn man die mit den heute zu treffenden Investitionsentscheidungen verbundenen, auf Dauer zu erwartenden CO₂-Emissionen den klimapolitischen Grenzen gegenüber stellt, wie sie in Minderungspfaden für den Bereich der Stromerzeugung in verschiedenen Szenarien ermittelt werden (vgl. z.B. die Szenarien innerhalb des „Ökologisch optimierter Ausbau“ (BMU 2004), die von Seiten des BMU als anzustrebender Zukunftspfad in die Überlegungen zum Nationalen Energiegipfel eingebracht worden sind).

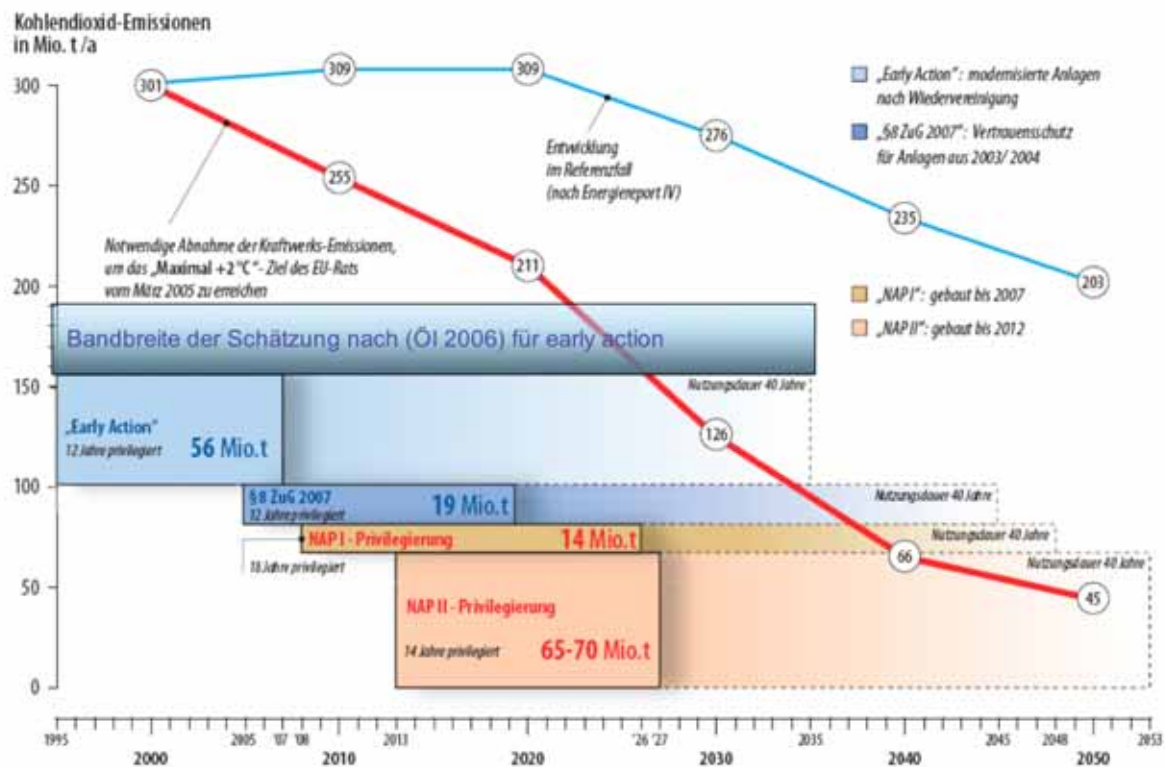


Abb. 14-4 Resultierende Emissionen von bestehenden und geplanten Kraftwerken im Vergleich zu verschiedenen Emissionspfaden (eigene Berechnungen)

Danach kommen Klimaschutzanforderungen und heute geplante Kraftwerke ab der dritten Dekade dieses Jahrhunderts in Konflikt. Anders ausgedrückt: Würden alle Kraftwerke wie geplant gebaut, würde damit schon heute festgelegt, dass eine restriktive (aber notwendige) Klimaschutzvorgabe nicht proportional auf den Kraftwerkssektor zu übertragen sein wird, der Kraftwerkssektor gegenüber anderen Sektoren damit besser gestellt würde, sollen die Gesamtziele eingehalten werden. Es ist fraglich, ob dies auf Dauer politisch so durchgehalten werden kann.

Wie dargestellt beruht der Konflikt in erster Linie auf der Masse der Anlagen. Ihre Anzahl könnte aber durch gezielte, volkswirtschaftlich zudem zumeist hoch attraktive Stromeinsparmaßnahmen und eine weitere Diversifizierung des Angebots erneuerbarer Energie deutlich verringert werden (vgl. Abschnitt 14.3). Entspannung könnte aber grundsätzlich auch dadurch geschaffen werden, dass für neu gebaute Kraftwerke heute schon die Möglichkeit der Nachrüstung von Einrichtungen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung vorgesehen wird. Entsprechende Anreizregelungen im NAP (langzeitstabile und ökologisch verträgliche Speicherung vorausgesetzt) sind bisher nicht enthalten, wären aber durchaus denkbar. Von der zeitlichen Perspektive her würde zumindest die Verfügbarkeit der CCS-Technologie im Kraftwerksmaßstab, so wie sie heute abgeschätzt wird, und der sich aus der Abbildung ergebende Handlungsbedarf zusammen passen.

14.1.3 Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzelementen

Aus energiewirtschaftlicher Sicht interessiert auch, auf welche Anwendungsbereiche sich die CCS-Technologie heute und perspektivisch bezieht und wie diese im Kontext zu anderen Klimaschutzstrategien zu sehen ist, in wie weit sie mit diesen kompatibel ist oder aber es zu Konkurrenzbeziehungen kommt.

Anwendungsbereich von CCS

Die CO₂-Abtrennung und Speicherung knüpft aufgrund der mit ihr verbundenen hohen Kosten und infrastrukturellen Aufwendungen zwangsläufig primär an einer zentralistischen Großkraftwerksstruktur an. Es bleibt zu diskutieren, in wie weit die CO₂-Abtrennung und Speicherung nur auf diese zentrale Einrichtungen beschränkt bleibt oder ob und wie perspektivisch auch die Vielzahl kleinerer Emittenten (z.B. Brennstoffzellen zur stationäre Hausenergieversorgung, Kraftfahrzeuge³⁵) hierfür direkt oder indirekt (z.B. vorgeschaltete Vergasung, CO₂-Abtrennung aus der Luft) erschlossen werden können.

Die Einbeziehung in dezentrale Strukturen ist zumindest indirekt über die Verknüpfung mit dem Einstieg in eine Wasserstoffenergiewirtschaft möglich. Der Wasserstoff würde dabei zentral hergestellt, über neue oder bestehende³⁶ Rohrleitungssysteme verteilt und könnte dann dezentral beispielsweise zur Strom- und/oder Wärmebereitstellung oder in mobilen Energieverbrauchern Anwendung finden. Auf der einen Seite würde hierdurch die Prozesskette ausgeweitet und damit zusätzliche Energieverluste impliziert, auf der anderen Seite ermöglichen gerade (reine) Wasserstoffanwendungen hohe Umsetzungswirkungsgrade. Inwieweit der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft und in welchen Applikationen und Zeiträumen sinnvoll ist und zu einer vernünftigen Energiebilanz führt, bleibt demnach zu prüfen.

Kompatibilität oder Nutzungskonkurrenz

Eine weitere Frage im Rahmen der energiewirtschaftlichen Analyse ist die der Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzoptionen. Im Anhang (vgl. Tab. 14-6) ist eine tabellarische Übersicht (Matrix) dargestellt, in der der Versuch gemacht wird, die Kompatibilitätsprüfung von CCS mit denjenigen Klimaschutzstrategien durchzuführen, die innerhalb des Szenarios NaturschutzPlus (BMU 2004) eine maßgebliche Rolle spielen. In dieser Matrix wird dabei zugleich auf mögliche negative Wechselwirkungen hingewiesen sowie positive Überschneidungen bzw. Überschneidungsmöglichkeiten aufgezeigt. Die Matrix stellt damit eine entscheidende Ausgangsbasis für die im in Kapitel 7.3 dargelegte Szenariodefinition dar und behandelt bereits ansatzweise die Frage, ob CCS eher als Konkurrenz oder Brücke zum Ausbau erneuerbarer Energien zu sehen ist.

Der Tabelle folgend ergeben sich dabei die größten auch zeitlichen Konkurrenzbeziehungen bezüglich des zentralen Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wind Offshore, REG-Import), Kompatibilitätsprobleme stellen sich vor allem mit Blick auf die dezentrale KWK ein, Synergiemöglichkeiten und Kombinationslösungen scheinen bezüglich

³⁵ Die Abtrennung im Fahrzeug selber ist schon vor dem Hintergrund des mehr als drei mal so hohen Gewichtes des Verbrennungsrückstandes CO₂ im Vergleich zum Kohlenstoff im Mineralöl problematisch und wirkt sich zwangsläufig deutlich auf die Energiebilanz aus.

³⁶ Z.B. Einspeisung in das Erdgasnetz.

der Wasserstofferzeugung möglich. Bei der Geothermie sind durchaus noch offene Fragen zu klären, hier scheinen sowohl Konkurrenzbeziehungen möglich als auch Synergieeffekte ausschöpfbar, handelt es sich jedes Mal um die energetischen Nutzung der Untergrundstrukturen. Aufgrund der wohl eng limitierten Anzahl von potenziell zu erschließenden CO₂-Speicherstandorten müssten diese aber in Summe begrenzt zu halten sein. Weitere Nutzungskonkurrenzen könnten sich ergeben, sollten Druckluftspeicher an Bedeutung gewinnen, etwa zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Evident sind die Nutzungskonkurrenzen mit der Erdgasspeicherung, die heute bereits teilweise auch in tief liegenden Aquiferen stattfindet.

14.2 CCS in ausgewählten nationalen Klimaschutzszenarien

Umfangreiche Untersuchungen über die zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung sind auf nationaler Ebene insbesondere vom Forschungszentrum Jülich durchgeführt worden (FZ Jülich 2006). Dabei wird unterschieden zwischen einer Referenzentwicklung und CO₂-Reduktionspfaden, für die entweder konkrete Minderungsziele vorgegeben werden (40 % Minderung bis 2030 gegenüber dem Jahr 1990) oder aber fest Zertifikatspreise gesetzt werden. Für beide zuletzt genannte Varianten wird zudem zwischen solchen mit und ohne Einbeziehung von Technologien zur CO₂-Abtrennung und Speicherung unterschieden. Frühestens möglicher Inbetriebnahmezeitpunkt von CCS Anlagen ist das Jahr 2020. Modelltechnisch wird auf der Grundlage des getroffenen Annahmensets die kostenoptimale Minderungsstrategie bestimmt.

Erwartungsgemäß führt die Vorgabe eines Emissionsziels zu deutlichen Auswirkungen auf die Entwicklung des Kraftwerksmixes (vgl. Abb. 14-5) Insbesondere der Anteil der erneuerbaren Energien aber auch derjenige von Erdgas nimmt gegenüber Referenzbedingungen zu. Die Stromnachfrage insgesamt liegt leicht unterhalb des Referenzwertes. Vergleicht man die Klimaschutzszenarien untereinander, fällt auf, dass gegenüber dem Subszenario ohne CCS im Subszenario mit CCS der Zubau der Windenergie einerseits und von Heizkraftwerken andererseits geringer ausfällt. Zudem werden unter Einschluss der Option CCS im geringeren Umfang Stromeinsparmaßnahmen umgesetzt.

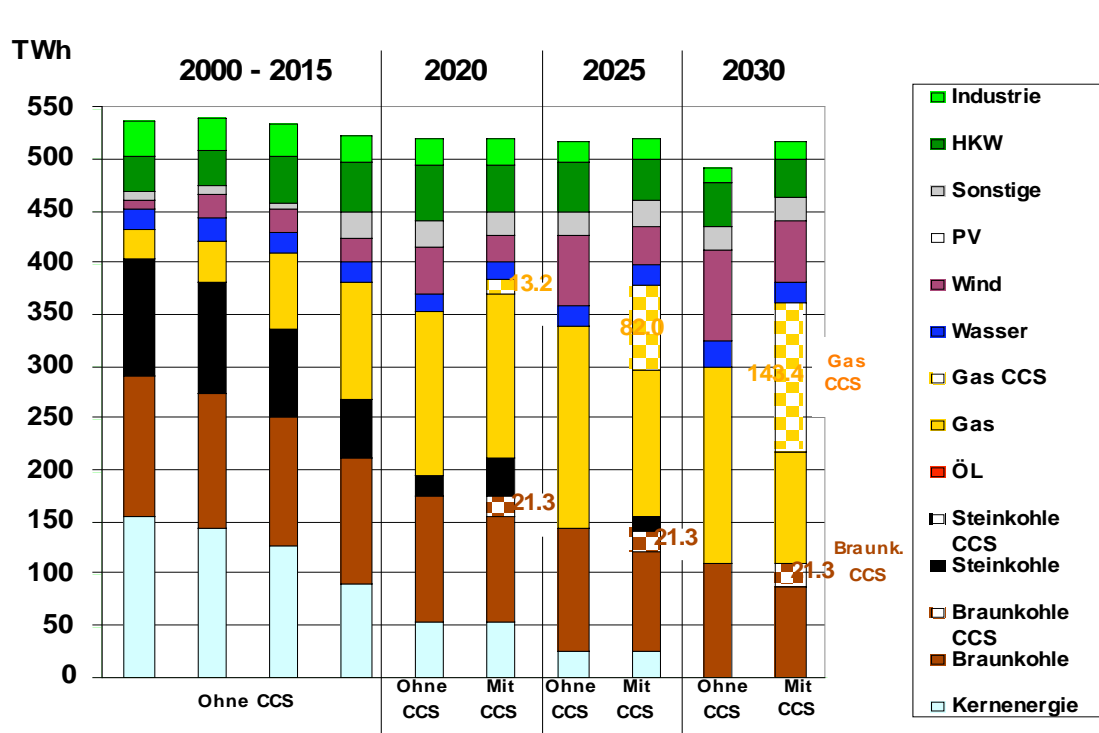


Abb. 14-5 Entwicklung der Nettostromerzeugung im 40 % CO₂-Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich (FZ Jülich 2006)

Vom Modell werden die Zubaumöglichkeiten für CCS-Kraftwerke vollständig ausgeschöpft, wobei zu größeren Anteilen solche auf Erdgasbasis zugebaut werden. Nach eigenen Angaben reagiert das Modell diesbezüglich aber sehr sensitiv auf die eingestellte Relation zwischen Erdgas- und Kohlepreisen. Trotz der erst späten Einführungsphase wird im Subszenario mit CCS im Jahr 2030 bereits ein Anteil von CCS-Kraftwerken von ca. 32 % erreicht. Würde man auf die Modell gesetzten Zubaurestriktionen verzichten, resultierte ein Beitrag von sogar 43 % bezogen auf die Stromerzeugung des Jahres 2030.

Unter diesen Voraussetzungen trägt der Umwandlungssektor im noch stärkeren Maße als ohne die Berücksichtigung von CCS zur Erreichung der Klimaschutzziele bei. Mit 85 % (70 % ohne CCS) wird der weit überwiegende Anteil der Emissionsminderung im Umwandlungsbereich erbracht, der heute für etwas mehr als 40 % der CO₂-Emissionen verantwortlich ist. Im Vergleich zu anderen Arbeiten (vgl. z.B. „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“ (BMU 2004)) scheint damit – auch wenn die Verringerung der Stromnachfrage gegenüber Referenzbedingungen sich im Umwandlungssektor emissionsseitig niederschlägt – die nachfrageseitige Minderung der CO₂-Emissionen deutlich unterschätzt worden zu sein. Maßgeblich hierfür sind einerseits die relativ optimistischen Kostenannahmen für die CCS Kraftwerke und die niedrigen Steigerungsraten für die zukünftigen Preise fossiler Energien (die teilweise noch unter den Annahmen aus EWI/Prognos 2005 liegen). Andererseits wirkt sich aber in noch stärkeren Maße aus, dass die Realisationsmöglichkeiten von Energieeinsparungen vom FZ Jülich grundsätzlich pessimistischer eingeschätzt und hierfür deutlich höhere Kosten angesetzt werden. Ähnliches gilt im übrigen auch für den Ausbau erneuerbarer Energien. Eine Modellrechnung mit Kostenannahmen, die den hier benutzten entsprechend, wäre daher eine sinnvolle Fortführung der Analysen.

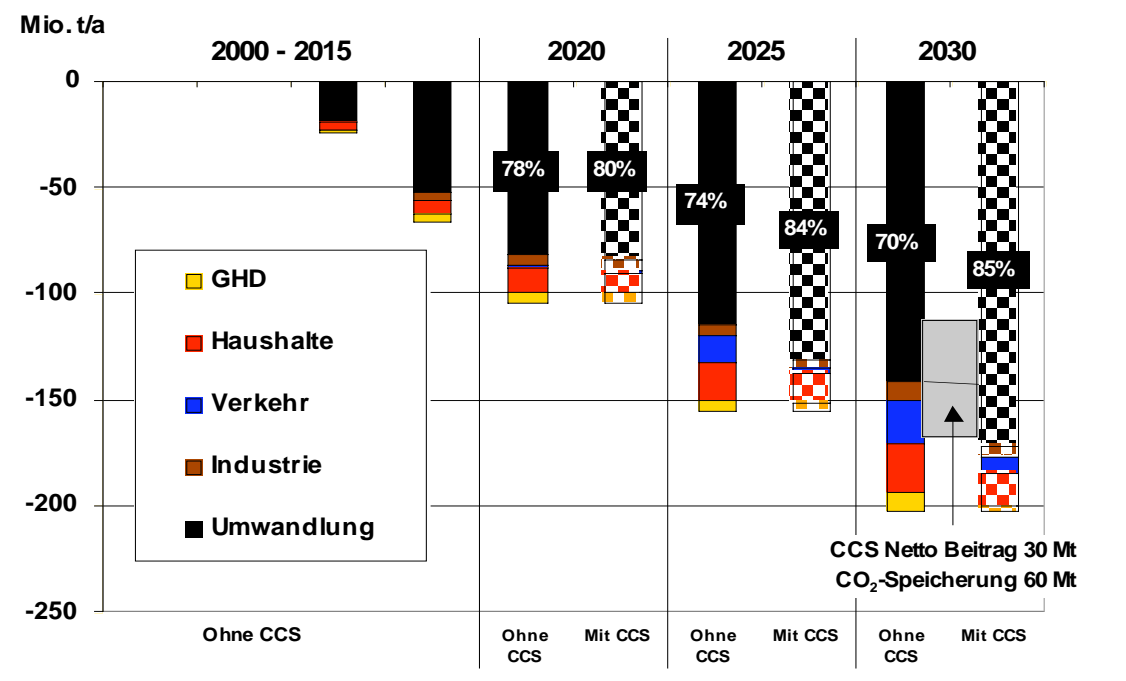


Abb. 14-6 Sektorale Aufteilung der CO₂-Reduktion im 40 % CO₂-Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich (FZ Jülich 2006)

Unter diesen Voraussetzungen trägt der Einsatz von CCS-Kraftwerken im Vergleich zwischen beiden Subsznenarien netto ungefähr 30 Mio. t CO₂ zur Erreichung des Minderungsziels, d.h. rund 15 %, bei. Damit – so die Ergebnisse der Modellrechnungen – soll über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2030 eine Kosteneinsparung von kumuliert etwa 20 Mrd. € verbunden sein. Die spezifischen Differenzkosten (gegenüber der Referenzentwicklung) für die Erreichung des Klimaschutzziel könnten dadurch etwa halbiert werden.

In den parallel durchgeführten Rechnungen vom FZ Jülich zeigt sich, dass auch die Vorgabe einer CO₂-Zertifikatspreisentwicklung eine signifikante Auswirkung auf die Einbeziehung von CCS-Kraftwerken hat. Bei einem Zertifikatspreis von 40 €/t CO₂ im Jahr 2030 erhöht sich der CO₂-Minderungsbeitrag gegenüber dem Subsznenario ohne CCS um rund 50 Mio. t auf dann insgesamt 150 Mio. t CO₂/a gegenüber der Referenzentwicklung deutlich.

Zu ähnlichen Ergebnissen hinsichtlich der Steuerungswirkung von Zertifikatspreisen kommt auch eine Dissertation am DIW Berlin. Hier wurde untersucht, welchen Einfluss umwelt- und klimaschonende Innovationen – insbesondere Gas- und Dampfkraftwerke auf Erdgasbasis (NGCC) oder mit integrierter Kohlevergasung (IGCC), Windenergie (on- und offshore) sowie die Abspaltung und Einlagerung von Kohlendioxid (CO₂-Rückhaltung) – auf ein künftiges Stromsystem in Deutschland haben können. Mit Hilfe des energieökonomischen Simulationsmodells SGM Germany werden dort die ökologischen und wirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Technologie- und Politikannahmen analysiert. Es zeigt sich, dass weiterentwickelte Windkraftanlagen und Kohleverstromung mit CO₂-Rückhaltung von 2015 an ab einem CO₂-Preis von ungefähr 30 Euro pro Tonne zum Einsatz kommen könnten. Mit steigendem Zertifikatspreis erhöht sich dieser Anteil, so dass bis Mitte des Jahrhunderts bei einem mög-

lichen Zertifikatspreis von etwa 50 €/t CO₂ schon ungefähr 50 % der deutschen Stromerzeugung auf diesen Technologien beruhen könnten.

14.3 Strategische Bedeutung von CCS auf der Basis von Szenarioanalysen

Wie im vorher gehenden Kapitel bereits abgeleitet wurde, sind die Ergebnisse von Modellrechnungen im hohen Maße von den getroffenen Annahmen abhängig, insbesondere gilt das für die ökonomischen Grunddaten der zur Verfügung stehenden Alternativen und die Entwicklung der Energieträgerpreise. Nachfolgende Überlegungen setzen darauf auf und stellen im Rahmen eigener Szenariobetrachtungen jenseits von Optimierungsmodellen die Frage nach der strategischen Bedeutung von CCS für die Erreichung von engagierten Klimaschutzziele.

14.3.1 Storylines für politikrelevante CCS-Szenarien

Vor dem Hintergrund der zuvor dargelegten Wechselwirkungsmatrix und Vorüberlegungen, wie sie im Rahmen der Szenariostudien für BMU und Umweltbundesamt (UBA 2005, BMU 2004, UBA 2002) für den Umgang mit engagierten Klimaschutzziele³⁷ vorliegen, werden im Rahmen dieses Projektes drei sich voneinander unterscheidende Szenarien abgeleitet (Bezeichnung in Klammern = Szenariobezeichnung im Abschnitt 14.3.2):

- **CCS als Hauptelement einer Klimaschutzstrategie**, also „maximaler“ Einsatz von CCS-Technologien im Rahmen einer sonst (Energieverbrauch, Ausbau von erneuerbaren Energien) aus Referenzentwicklungen abgeleiteten Entwicklung (Kurzbezeichnung = **CCSMAX**)
- **Vermeidung von CCS** durch relativ große Effizienzerfolge und den engagierten Ausbau von Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energien, wie er z.B. in den Szenarien „NaturschutzPlus“ nach [BMU 2004 und BMU 2005] beschrieben wurde (Kurzbezeichnung = **NATP**)
- **CCS als Brücke zu Erneuerbaren Energien** durch zwar gegenüber einer Referenzentwicklung verstärkter Effizienzsteigerung und gesteigertem Ausbau erneuerbarer Energien, der aber nicht ausreicht, das Klimaschutzziel allein zu erreichen (Kurzbezeichnung = **BRIDGE**)

Dabei werden keine vollständig neuen Szenarien entwickelt, sondern als Ausgangsszenarien das modifizierte und an die aktuellen Rahmenbedingungen angepasste Szenario NaturschutzPlus (vgl. BMU 2004, UBA 2006)³⁸ und die Referenzprognose des Energiereports IV von Prognos/EWI verwendet. Für alle Ansätze wird von einem im Jahr 2050 zu erreichenden

³⁷ Minderung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber dem Bezugsjahr 1990.

³⁸ Die Untersuchung für das Umweltbundesamt (UBA 2006: „Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe“, März 2006) baut auf den für das BMU entwickelten Klimaschutzzenszenarien (BMU 2004: Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien) auf und stimmt diese auf die sich mittlerweile veränderte Ausgangsbedingungen (z.B. Bevölkerungsentwicklung) in Übereinstimmung mit dem Energiereport IV von Prognos/EWI ab.

Klimaschutzziel ausgegangen, bzw. geprüft, ob dieses erreichbar ist. Dieses Ziel wird durch das Szenario NATP vorgegeben und beträgt 242 Mio. t CO₂ im Jahr 2050. Darüber hinaus sind die Szenarien durch spezifische Storylines bestimmt, die nachfolgend dargestellt werden. Die Szenarien sind in ihren Kernergebnissen im nachfolgenden Kapitel beschrieben.

Szenario „CCS als Hauptklimaschutzstrategie (CCSMAX)“

Wird CCS als Hauptstrategieelement für den Klimaschutz gewählt, kann dies auf zwei Ebenen zum Tragen kommen:

- *Zentrale Stromerzeugung* (im wesentlichen Kondensationsstromerzeugung): Treibende Kräfte sind hier, dass an bestehenden Strukturen festgehalten werden kann (inklusive Betreiberstrukturen), Kohle als der reservenreichste fossile Energieträger Verwendung finden könnte und dies industriepolitisch ein Modell auch für andere Länder mit größeren Kohlevorkommen sein könnte.
- *Zentrale Wasserstoffbereitstellung* (Basis Kohlevergasung): Mit einer emissionsarmen Stromerzeugung allein kann der notwendige Reduktionsbedarf an CO₂ nicht erbracht werden. Im Verkehrssektor können darüber hinaus biogene Kraftstoffe - neben der Effizienzsteigerung - nur einen begrenzten Klimaschutzbeitrag leisten. Treibenden Kräfte einer Erweiterung der CCS-Option wären hier also eine Diversifizierung des Kraftstoffangebots aus Gründen der Versorgungssicherheit.

Aufgrund der strukturellen Vorgaben (starke Fokussierung auf Großkraftwerkstechnologien) bietet es sich an, das Szenario ausgehend vom vorliegenden Energiereport IV (d.h. einer „business as usual“ - Betrachtung) mit der Zielsetzung zu entwickeln, dass vergleichbare Klimaschutzvorgaben (80 % Ziel) eingehalten werden.

Beim Ausbau der CCS-Struktur wirkt einerseits die vorhandene Altersstruktur des Kraftwerkspark restriktiv, andererseits ist zu berücksichtigen, dass ein Wasserstoffsystem nicht beliebig schnell aufgebaut werden kann. Denkbare Schritte in der zeitlichen Abfolge wären hier der Einstieg über die zentrale Versorgung von Großverbrauchern (z.B. Flughäfen), der Aufbau von Inselformen, die Teileinspeisung ins Erdgasnetz, der sukzessive Aufbau von ersten Mischgasstrukturen unter Einschluss der notwendigen Anpassung der Anwendungstechnologien an das Mischgas und schließlich der zeitlich und regional schrittweise Übergang auf Wasserstoffsysteme.

Szenario „CCS als Brücke zum Ausbau erneuerbarer Energien (CCS-Mittel)“

CCS versteht sich in diesem Szenario als ergänzende Technologie zu einer Klimaschutzstrategie, die primär auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz setzt.

Im Unterschied zu Überlegungen, die CCS eine reine Back-Stop-Funktion beimessen (die Technologie kommt erst dann zum Einsatz, wenn andere Maßnahmen nicht die hinreichende Wirkung zeigen), wird hier von vornherein ein Zukunftspfad entwickelt, der das Strategieelement CCS einbezieht. Analysiert werden soll hier insbesondere die Frage, in wie weit über CCS der notwendige Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Umsetzung von Energieeffi-

zienzaßnahmen (inkl. dem Ausbau der dezentralen KWK) gestreckt werden kann bzw. sich CCS auch als längerfristige (dem Ausbau erneuerbarer Energien kompatible) Ergänzungs- und Übergangsoption für die im Szenario NATP stark ausgebauten Optionen erweisen kann.

14.3.2 Definition und Eckdaten der Szenarien

Die für alle Szenarien erforderlichen demografischen und ökonomischen Ausgangsgrößen sind [EWI/Prognos 2005] entnommen. Sie wurden lediglich hinsichtlich der Entwicklung der Verkehrsleistung modifiziert. Dazu wurden Überlegungen aus [UBA 2006] verwendet (Tab. 14-1). Allerdings wurde die hier benutzte Referenzentwicklung ausgehend vom Jahr 2005 bestimmt. Damit ergeben sich für die nahe Zukunft (Stützjahr 2010) einige Abweichungen zu den energetischen Eckdaten im Energiereport IV.

Tab. 14-1 Demografische und Ökonomische Eckdaten der Szenarien.

Eckdaten	1996	1998	2000	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio)	81,94	82,11	82,21	82,41	82,41	82,41	81,39	79,42	77,30	75,12
Erwerbstätige (Mio)	37,27	37,62	38,75	38,67	38,76	38,92	38,95	37,50	37,00	35,80
Haushalte (Mio)	37,30	37,60	38,15	38,76	39,15	39,67	40,02	39,72	39,20	38,50
Wohnungen (Mio)	36,10	36,80	37,06	37,27	37,60	38,20	39,80	40,85	39,50	38,50
Wohnfläche (Mio m ²)	3.080	3.200	3.281	3.347	3.450	3.615	4.010	4.406	4.560	4.510
Beheizte Nutzfläche (Mio m ²)	1.310	1.385	1.458	1.465	1.485	1.514	1.539	1.500	1.480	1.432
BIP (Mrd.EUR, 2000)	1.870	1.934	2.030	2.050	2.110	2.306	2.691	3.050	3.355	3.600
Anzahl PKW (Mio)	41,00	41,70	42,84	44,52	44,83	46,96	50,60	51,90	52,38	52,09
Personenverkehr (Mrd Pkm)			1169	1186	1220	1285	1433	1511	1560	1536
Güterverkehr (Mrd. tkm)			490	496	535	607	748	843	918	980
Spezifische Werte										
Pers./Haushalt	2,20	2,18	2,15	2,13	2,11	2,08	2,03	2,00	1,97	1,95
Wohnfl/Kopf (m ²)	37,6	39,0	39,9	40,6	41,9	43,9	49,3	55,5	59,0	60,0
Wohnfl/Wohn. (m ²)	85,3	87,0	88,5	89,8	91,8	94,6	100,7	107,9	115,4	117,1
PKW/Haushalt	1,10	1,11	1,12	1,15	1,15	1,18	1,26	1,31	1,34	1,35
Nutzfl./Beschäft. (m ²)	35,1	36,8	37,6	37,9	38,3	38,9	39,5	40,0	40,0	40,0
BIP/Kopf (EUR, 2000)	22.822	23.554	24.692	24.875	25.603	27.982	33.062	38.403	43.402	47.923
Pers. verkehr/Kopf (Pkm)			14.219	14.391	14.804	15.593	17.606	19.025	20.181	20.447
Güterverkehr/Kopf. (tkm)			5.960	6.018	6.492	7.366	9.190	10.614	11.876	13.046
Index (2000 = 100)										
Bevölkerung	99,7	99,9	100,0	100,2	100,2	100,2	99,0	96,6	94,0	91,4
Beschäftigte	96,2	97,1	100,0	99,8	100,0	100,4	100,5	96,8	95,5	92,4
Haushalte	97,8	98,6	100,0	101,6	102,6	104,0	104,9	104,1	102,8	100,9
Wohnungen	97,4	99,3	100,0	100,6	101,5	103,1	107,4	110,2	106,6	103,9
Wohnfläche	93,9	97,5	100,0	102,0	105,2	110,2	122,2	134,3	139,0	137,5
Beheizte Nutzfläche	89,8	95,0	100,0	100,5	101,9	103,8	105,6	102,9	101,5	98,2
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	92,1	95,3	100,0	101,0	103,9	113,6	132,6	150,2	165,3	177,3
Anzahl PKW	95,7	97,3	100,0	103,9	104,6	109,6	118,1	121,1	122,3	121,6
Personenverkehr	0,0	0,0	100,0	101,5	104,4	109,9	122,6	129,3	133,4	131,4
Güterverkehr	0,0	0,0	100,0	101,2	109,2	123,9	152,7	172,0	187,3	200,0
BIP-Wachstum %/a		1,68	2,42	0,49	0,96	1,78	1,54	1,25	0,95	0,70

Bis 2030: nach EWI/Prognos 2005; eigene Fortschreibung bis 2050
Verkehrsleistung und Anzahl PKW nach UBA 2006.

Beide Szenarien dienen als Grundlage für die Erstellung weiterer Szenarien bzw. Szenariovarianten. In beiden Szenarien wird auch der vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie zeitgerecht vollzogen.

Die in [BMU 2004] entwickelten Szenarien NaturschutzPlus I und II, die als Basis für das hier verwendete Szenario NATP dienen, basierten hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Daten im Wesentlichen auf dem Jahr 2000. Zwischenzeitlich sind beträchtliche Veränderungen sowohl im energiewirtschaftlichen Umfeld als auch beim Ausbau der EE eingetreten. Bereits die „Energiewirtschaftliche Referenzprognose 2030“ im Energiereport IV [EWI/Prognos 2005] kommt in Hinblick auf wahrscheinliche Trendentwicklungen zu deutlich anderen Ergebnissen als die von der Enquete-Kommission im Jahr 2002 vorgestellte Referenzentwicklung. Aber auch in dieser relativ aktuellen Studie – die im wesentlichen auf Daten des Jahres 2002 aufbaut – sind die jüngsten Energiepreisanstiege und der rasche Anstieg des Beitrags der EE im Strom- und Kraftstoffbereich in den letzten Jahren nicht berücksichtigt. Auch die im Kraftwerksbereich in absehbarer Zeit anstehenden Kraftwerkserrichtungen sind entsprechend den bekannten Planungen der Energieversorger berücksichtigt.

Das **Szenario NATP** beschreibt eine Entwicklung, die den energiepolitisch eingeleiteten Ausbau erneuerbarer Energien verstetigt und ihn zunehmend mit wachsenden Beiträgen einer effizienteren Umwandlung (KWK) und Nutzung (EFF) von Energie verknüpft. Es beschreibt die kurz- bis mittelfristigen Wirkungen der gegenwärtigen Energiepolitik der Bundesregierung und setzt diese günstigen Rahmenbedingungen fort. Es wird an den Klimaschutzziele der Bundesregierung und an den vereinbarten Ausbauzielen der EE festgehalten. Die dazu erforderlichen Instrumente bleiben in dem jetzigen Ausmaß wirksam (z.B. EEG, KWK-Gesetz; Steuerbefreiung bzw. Beimischungspflicht für Biokraftstoffe) bzw. werden noch verstärkt (EE-Förderinstrument im Wärmemarkt). In früheren und laufenden Untersuchungen [BMU 2004; BMU 2006b] hat sich gezeigt, dass die bisher angestoßene Wachstumsdynamik der EE in absehbarer Zeit noch mindestens in dem jetzigen Umfang beibehalten werden muss, wenn die Energiepolitik in diesem Bereich zum abschließenden Erfolg, d.h. zu einer Konkurrenzfähigkeit der EE im Energiemarkt ohne weitere Förderinstrumente, führen soll.

Das Szenario NATP führt in konsequenter Fortsetzung des Ausbaus der EE bis 2050 und unter der Annahme einer erfolgreichen Mobilisierung vom Effizienzpotenzialen bei der Energienutzung und -wandlung zu einer deutlichen Reduktion fossiler Energien und damit zu einer beträchtlichen Reduktion von CO₂-Emissionen. Es folgt im wesentlichen dem in Abb. 14-4 gezeigten unteren Reduktionspfad. Im Jahr 2050 werden noch rund 240 Mio. t CO₂/a emittiert, was einer Reduktion des Bezugswerts von 1990 um 76 % entspricht. Der Einsatz von CCS-Technologien wird aus Klimaschutzgründen nicht erforderlich. Dieses Szenario ist der Idealtyp einer engagierten Klimaschutzpolitik auf der Basis der Strategieelemente „Effizienz“ und „EE-Ausbau“ und dient so auch als „Meßlatte“ für die anderen Szenarien hinsichtlich der zu vermeidenden CO₂-Emissionen mittels CCS.

Das ursprüngliche Szenario NaturschutzPlus wurde vor diesem Hintergrund aktualisiert. Als Basis für alle energetischen Ausgangsdaten dient das Jahr 2005³⁹. Sowohl die Effizienzpotenziale im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor als auch das Teilsegment „Kraft-Wärme-Kopplung“ wurden unter Verwendung der aktuellen Datenbasis neu bewertet. Die wichtigsten Anpassungen in diesen Bereichen beziehen sich einerseits auf den kurzfristig zu erwartenden Stromverbrauch, andererseits auf die derzeit tatsächlich in KWK erzeugte Strom- und

³⁹ Hierbei sind zum jetzigen Zeitpunkt einige Daten der Gesamtenergieversorgung 2005 noch vorläufig.

Wärmemenge und ihre kurzfristigen Ausbauperspektiven. Die Bruttostromerzeugung ist, ausgehend von 612 TWh/a in 2005 (in 2000 noch 571 TWh/a), deutlich höher anzunehmen als noch in [BMU 2004]. Der aus fossilen Energieträgern bereitgestellte KWK-Strom stagniert seit rund 10 Jahren bei rund 50 – 53 TWh/a. In jüngerer Zeit ist aber, vor dem Hintergrund steigender Strompreise und dem Handel mit CO₂-Zertifikaten, wieder ein leichter Anstieg festzustellen. Für 2005 wird von einem Wert von 53 TWh/a ausgegangen. Hinzu kommen derzeit bereits rund 10 TWh/a KWK-Strom aus Biomasse einschließlich Biogas aufgrund der günstigen Rahmenbedingungen des EEG.

Das **Szenario CCSMAX** führt in Fortführung der derzeitigen Energiepolitik (auf der Basis der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose nach Prognos/EWI 2005) zwar zu gewissen trendmäßigen Fortschritten bei der weiteren Verbreitung von Effizienz- und EE-Technologien, allerdings reicht das Ausmaß bei weitem nicht aus, die angestrebten Klimaschutzziele zu erreichen. Es bildet damit eine mittelfristig unzulängliche Klimaschutzpolitik ab, die ab etwa 2020 auch den Einsatz von CCS-Technologien erforderlichen machen würde, wenn dann versucht wird, das Klimaschutzziel 2050 doch noch rechtzeitig zu erreichen. Mit ihm lässt sich der maximale Beitrag von CCS von der Nachfrageseite her abbilden, der für die deutsche Energieversorgung bis 2050 benötigt wird. Ein Zurückfallen hinter dem in der Referenzentwicklung angenommenen Ausbau von Effizienz und EE-Technologien wird nicht angenommen.

Im Sinne einer gegenüber der Referenzentwicklung leicht forcierten Klimaschutzpolitik wird das **Szenario BRIDGE** definiert, das einerseits Effizienz- und EE-Strategien im Vergleich zur Referenzentwicklung stärkt, aber von vornherein damit rechnet, dass diese beiden Strategieelemente nicht ausreichen werden, um das Klimaschutzziel zu erreichen. Die Hinzunahme von CCS-Technologien ab etwa 2020 ist also hier Teil einer Gesamtstrategie zur Erreichung der Klimaschutzziele.

Die sich aus diesen Annahmen ergebenden Eckdaten für die Gesamtenergieversorgung und im Speziellen für die Stromerzeugung fasst Tab. 14-2 zusammen. Sie erlauben einen ersten Überblick. Die strukturellen Unterschiede in der Primärenergieversorgung der Szenarien und des Anteils der Energiequellen macht Abb. 14-7 deutlich.

Der Primärenergieverbrauch zeigt bereits in der benutzten Referenzentwicklung und damit auch in CCSMAX eine leicht abnehmende Tendenz, da durch die stetige trendmäßige Fortschreibung der Verbesserung der Energieproduktivität das angenommene Wachstum an Energiedienstleistungen (ausgedrückt durch das BIP-Wachstum) überkompensiert werden kann. Längerfristig wirkt sich zusätzlich der Bevölkerungsrückgang in Deutschland aus. Den großen Spielraum bei der Ausschöpfung der technisch-strukturellen Effizienzpotenziale nutzt aber nur das Szenario NATP aus. Dabei sind nur die zum jeweiligen Zeitpunkt wirtschaftlichen Potenziale berücksichtigt.

Tab. 14-2 Primär-, Endenergieverbrauch und Bruttostromerzeugung der drei Szenarien nach Energiequellen

Zeitpunkt/ Szenarien	Gesamte Energieversorgung (PJ/a)						S t r o m e r z e u g u n g							
	Primär- energie (PEV)	davon fossil (END)	End- energie (END)	Strom END	EE (PEV)	EE (END)	Bruttoerzeugung (TWh/				Installierte Leistung (GW			
							Gesamt	EE	Kern- energie	Fossil	Gesamt	EE	Kern- energie	Fossil
2005	14.238	11.833	9.118	1.836	658	572	613	62	163	387	131,2	26,9	21,3	83,0
2020														
CCSMAX	12.980	11.556	8.800	1.886	1.097	892	591	112	30	449	139,4	40,9	4,3	94,2
BRIDGE	12.565	10.861	8.531	1.796	1.377	1.072	575	127	30	418	144,3	51,3	4,3	88,7
NATP	12.071	10.174	8.291	1.710	1.570	1.230	551	159	30	362	147,7	61,1	4,3	82,3
2030														
CCSMAX	12.375	11.068	8.403	1.853	1.300	1.084	581	145	0	436	142,5	49,1	0,0	93,4
BRIDGE	11.699	9.957	7.977	1.746	1.742	1.392	559	168	0	391	147,5	61,2	0,0	86,3
NATP	10.534	8.237	7.689	1.638	2.297	1.886	529	265	0	264	158,4	87,1	0,0	71,3
2050														
CCSMAX	12.483	10.837	7.309	1.782	1.646	1.392	569	197	0	372	146,2	63,8	0,0	82,4
BRIDGE	10.419	8.010	6.523	1.598	2.409	2.002	542	245	0	297	148,3	74,2	0,0	74,1
NATP	8.122	4.696	6.025	1.512	3.426	2.881	534	384	0	150	158,3	111,5	0,0	46,8

CO2/ECKDAT; 21.9.06

Primärenergieverbrauch, PJ/a

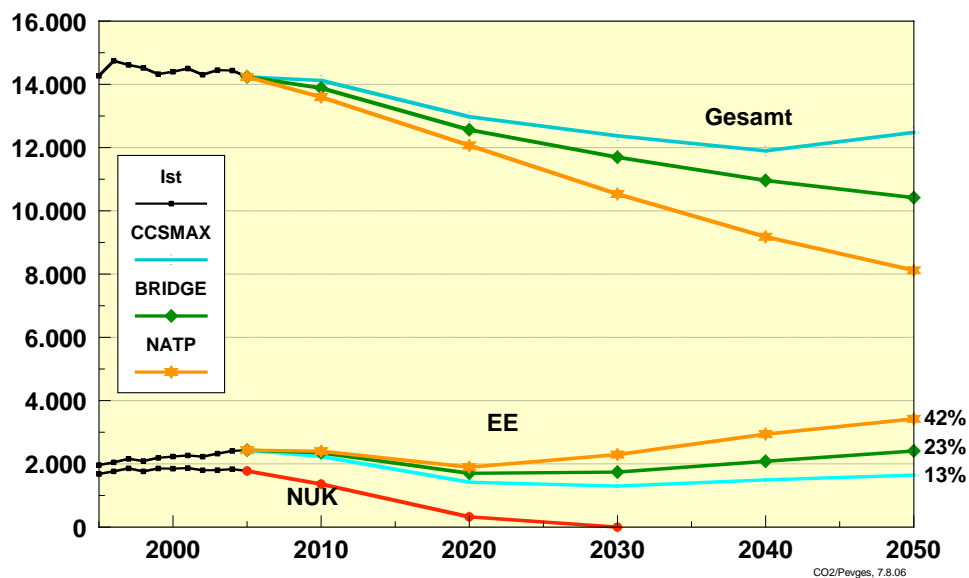


Abb. 14-7 Primärenergieentwicklung in drei Szenarien mit Darstellung der Anteile der Primärenergiearten nuklear (NUK), erneuerbar (EE) und fossil.

In den Szenarien mit Einsatz von CCS wird die Abnahme des Primärenergieverbrauch nach 2020 gebremst durch den zunehmenden Primärenergieeinsatz für die CO₂-arme Strom- und Wasserstoffbereitstellung (siehe unten). Beim Szenario CCSMAX steigt dadurch der Primärenergieeinsatz nach 2040 sogar wieder. Im Szenario CCSMAX ist daher der fossile Energieeinsatz im Jahr 2050 mit 10.837 PJ/a nur um 9 % niedriger als heute mit 11.830 PJ/a. Im Szenario BRIDGE sinkt der fossile Primärenergieeinsatz bereits um 33 % und im Szenario NATP beträchtlich um 60 %. Da bis 2050 das BIP um 75 % gegenüber 2005 wächst, reduziert sich in diesem Szenario die Primärenergieintensität bis 2050 auf 34 % des heutigen Wertes. Damit sind die technisch-strukturellen Grenzen, die nach ausführlichen Untersu-

chungen der Enquete-Kommission [Enquete 2002] bei einem mittleren Wert von ca. 25 % liegen („Faktor Vier“) jedoch noch nicht erreicht. Insbesondere der Verkehrssektor und der Stromeinsatz besitzen dann noch weitere Reduktionspotenziale.

In allen Szenarien steigt der Beitrag der erneuerbaren Energien. Gemessen an der Wachstumsgeschwindigkeit der letzten 5 - 7 Jahre ist aber im Szenario CCSMAX der weitere Zuwachs stark gedämpft. So steigt ihr Beitrag im Szenario CCSMAX innerhalb der nächsten 45 Jahre nur leicht auf das 2,5-fache des heutigen Wertes an. Das entspricht einer Politik, die bestehende Förderinstrumente in absehbarer Zeit auslaufen lässt bzw. in einigen Bereichen (z.B. Wärmeversorgung) erst gar nicht etabliert. Im anderen Grenzfall NATP wird die gegenwärtige Wachstumsgeschwindigkeit der EE dagegen aufrechterhalten. Weiterhin hängt vom Verlauf des Primärenergieverbrauchs ab, wie rasch die relativen Anteile der EE wachsen. Ihr Beitrag liegt im Szenario NATP im Jahr 2050 mit 3.426 PJ/a absolut um den Faktor 2 über demjenigen des Szenarios CCSMAX, erreicht aber mit 42 % mehr als den dreifachen Anteil.

14.3.3 Die mögliche Entwicklung von CCS-Technologien im Stromsektor

Die Intensität des Strukturwandels in der Stromerzeugung wird in wesentlichen Ausmaß durch den notwendigen Ersatzbedarf fossiler Kraftwerke vorgegeben. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie, der weitere Verlauf des Wachstums der EE und die Entwicklung des Stromverbrauchs beeinflussen diesen Wandel zusätzlich. Von den bis zum Jahr 2000 errichteten Kraftwerken sind bis 2020 insgesamt 60 GW zu ersetzen (Abb. 14-8) und zwar ca. 35 GW fossile Kraftwerke (davon ca. 8 GW KWK-Anlagen), 8 GW Anlagen zur Nutzung von EE und 18 GW Kernkraftwerke, wenn für Großkraftwerke von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen wird. Bis 2030 sind es insgesamt bereits 90 GW, also 75 % der Kraftwerkskapazität des Jahres 2000.

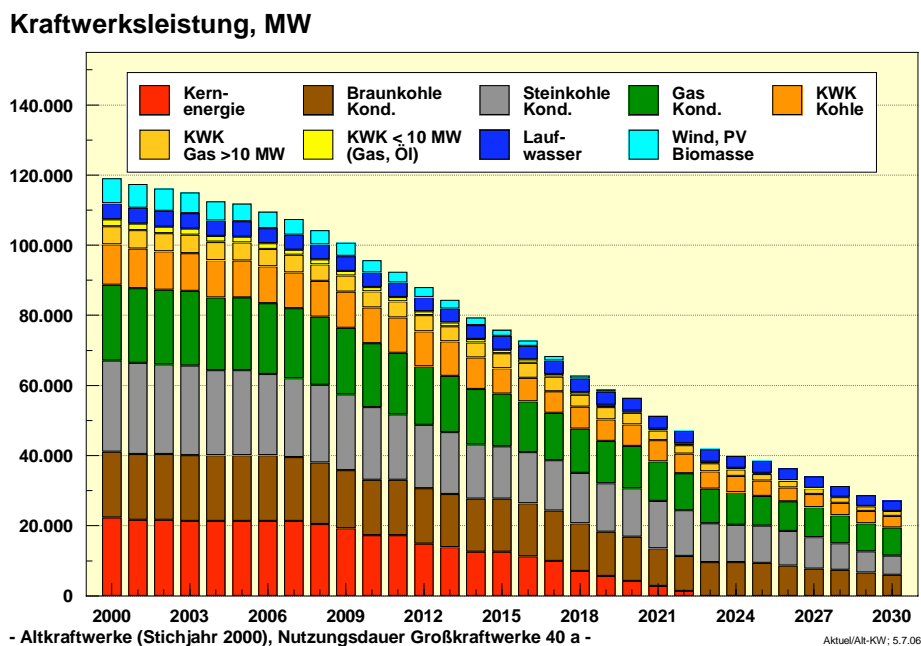


Abb. 14-8 Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ differenziert nach (großen) Kondensationskraftwerken, Heizkraftwerken einschließlich dezentraler KWK-Anlagen (< 10 MW) und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030.

In Wechselwirkung mit dem Ausbau der EE-Anlagen (und der energiepolitisch ebenfalls angestrebten Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung, vor allem im dezentralen Bereich) ist damit auch der potenzielle „Markt“ für die Errichtung von CCS-Kraftwerken vorgezeichnet. Während jedoch EE-Anlagen und KWK-Anlagen bereits von dem Strukturwandel bis 2020, der gut die Hälfte der bestehenden Kraftwerkskapazität betrifft, profitieren können, werden CCS-Anlagen erst ab diesen Zeitpunkt (so die Annahme in den vorliegenden Szenarien) in diesen Markt eingreifen können. Eine gewisse Vergrößerung des potenziellen Marktvolumens für CCS-Anlagen kann eintreten, wenn bei fossilen Kraftwerken, die zwischen 2005 und 2020 neu installiert werden, eine Nachrüstung mit CCS-Technik möglich ist.

Auch beim Stromverbrauch tritt bereits in der Referenzentwicklung eine kleine Verringerung ein⁴⁰ (siehe Tab. 14-2). In 2050 liegt die Endenergienachfrage nach Strom im Szenario CCSMAX allerdings nur um 3 % unter dem Wert von 2005 (und ist damit ebenso hoch wie der Verbrauch im Jahr 2000). Die partielle Ausschöpfung von Einsparpotenzialen bei der Stromnutzung im Szenario NATP steigert diesen Wert auf 18 %. In allen Szenarien beginnt ab 2030 auch die Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien. In 2050 werden in CCSMAX dafür zusätzlich 22 TWh/a EE-Strom benötigt (in BRIDGE: 31 TWh/a; in NATP: 47 TWh/a).

Im Stromsektor ist die Wechselwirkung mit den EE besonders groß, da diese hier schon heute einen Anteil von über 10 % haben und das derzeitige Wachstum dort am dynamischsten verläuft. Im Szenario CCSMAX dominiert aber auch in 2050 noch die fossile Strombereitstellung mit einem Anteil von 65 %. Im Szenario BRIDGE sind beide Energiequellen nahezu gleich stark beteiligt (fossil 56 %), während im Szenario NATP die EE mit 72 % eindeutig überwiegen. Die installierte Leistung aller erneuerbarer Energien, die derzeit bei 27 GW liegt, steigt entsprechend der Ausbauannahmen auf 64 GW (CCSMAX) bis 112 GW (NATP). Ihre Ausnutzung ist, bis auf die Biomasse und die thermische Speicherung bei solarthermischen und geothermischen Kraftwerken, vom Energieangebot abhängig. Die bereitzustellende Leistung an fossiler Kraftwerkskapazität erreicht im Szenario CCSMAX nach einem Anstieg bis 2020 mit rund 83 GW in etwa wieder das heutige Niveau, sie sinkt in BRIDGE bis 2050 relativ gering auf 74 GW und deutlich in NATP auf 47 GW. Hierin ist auch die tendenziell wachsende fossile KWK-Kapazität eingeschlossen (derzeit 18 GW, im Jahr 2050 in CCSMAX 31 GW, in BRIDGE und NATP 36 GW).

Im Stromsektor wird die installierbare CCS-Kapazität unter folgenden Annahmen bestimmt:

- der kommerzielle Einsatz beginnt im Jahr 2020, für alle Großkraftwerke wird von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen
- ab diesem Zeitpunkt werden 90 % der neu zu errichtenden Kondensationskraftwerke und 50 % der großen Heizkraftwerke mit CCS-Technik ausgerüstet,

⁴⁰ Allerdings baut die Referenzentwicklung auf Ausgangsdaten des Jahres 2000 auf. Damals betrug die Bruttostromerzeugung noch 571 TWh/a (ohne Pumpspeicher), der relativ hohe Anstieg bis 2005 ist also nicht berücksichtigt.

- zwischen 2005 und 2010 errichtete Neukraftwerke werden zwischen 2045 und 2050 ebenfalls durch CCS-Neuanlagen ersetzt,
- zwischen 2011 und 2020 errichtete Neukraftwerke (große Kondensationskraftwerke, große Heizkraftwerke) werden nach 2030 mit CCS-Technik nachgerüstet und zwar mit denselben Anteilen wie Neuanlagen,
- die Kenndaten der Kraftwerke ohne und mit CCS sind Kapitel ## entnommen; es werden nur die direkten CO₂-Emissionen betrachtet; in allen Szenarien haben fossil betriebene Kraftwerke ohne CCS dieselben Kenndaten,
- EE- und KWK-Anlagen werden in dem oben beschriebenen Umfang ausgebaut.

Der sich jeweils einstellende Leistungsverlauf der verschiedenen Kraftwerksarten in den Szenarien ist in Abb. 14-9 bis Abb. 14-11 für alle Szenarien dargestellt (siehe auch Tab. 14-2).

Das jeweilige obere Segment kennzeichnet die installierten CCS-Kraftwerke, getrennt nach Neuanlagen und nachgerüsteten Anlagen. Bis 2020 sind in den Szenarien bereits 42 GW (CCSMAX), 36 GW (BRIDGE) und 30 GW (NATP) an neuen fossilen Großkraftwerken zu installieren, die zunächst nicht mit CCS-Technologien ausgerüstet werden können. Es verbleiben aufgrund der durch die in den Szenarien gesetzten Randbedingungen bis 2050 noch folgende maximal installierbare Leistungen in CCS-Kraftwerke:

- **Szenario CCSMAX:** 47 GW (davon 7 GW Steinkohle, 14 GW Braunkohle, 27 GE Erdgas; die Kraftwerksstruktur wurde bis 2030 vom Energiereport IV [EWI/Prognos 2005] übernommen)
- **Szenario BRIDGE:** 36 GW (14 GW Steinkohle, 8 GW Braunkohle, 14 GW Erdgas)

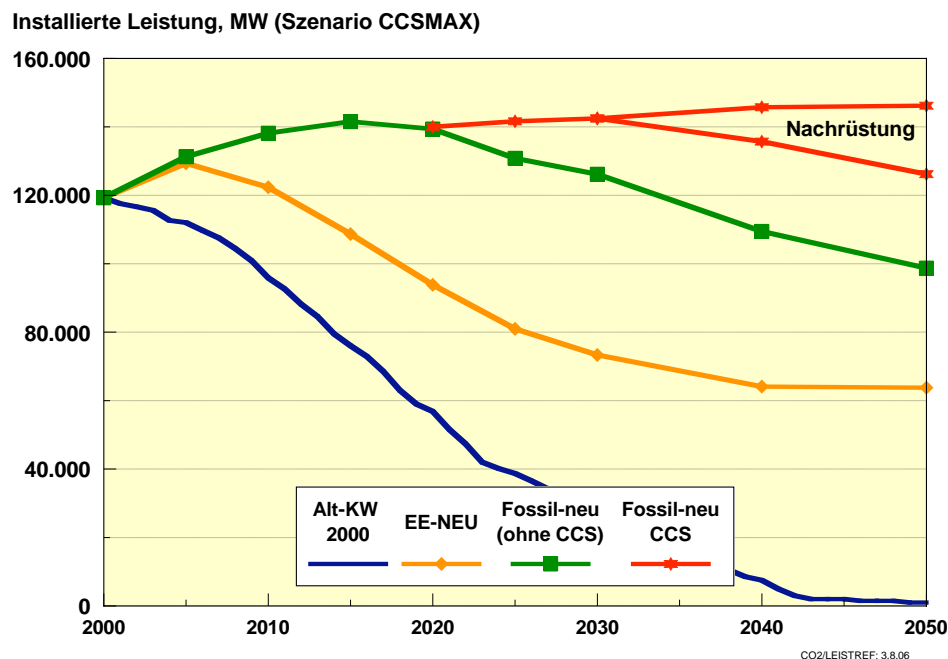


Abb. 14-9 Entwicklung der installierten Leistung im Szenario CCSMAX, getrennt nach Altkraftwerken, neuen EE-Anlagen, neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS und mit CCS.

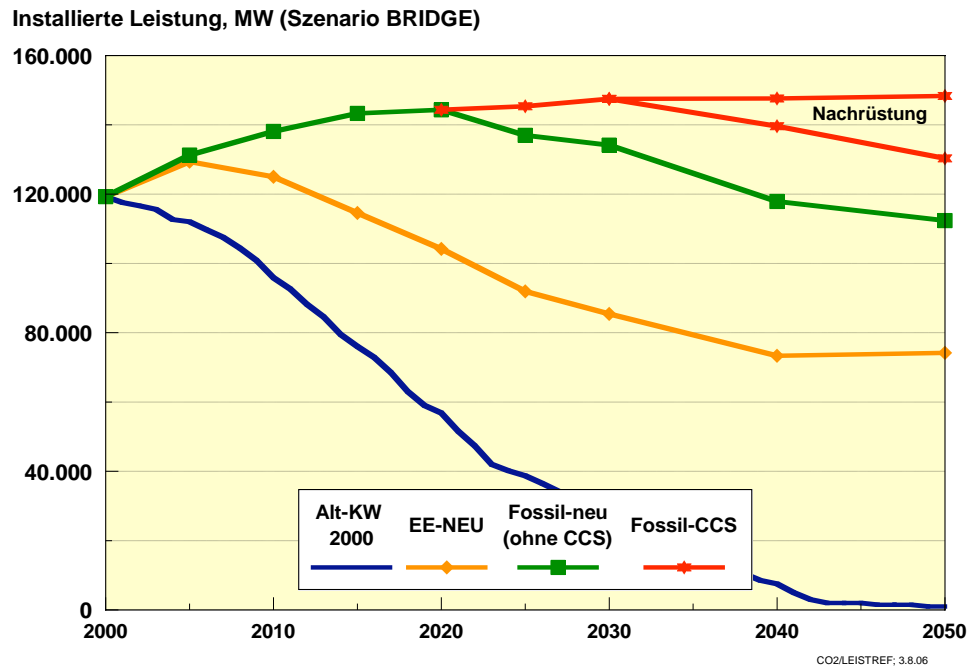


Abb. 14-10 Entwicklung der installierten Leistung im Szenario BRIDGE, getrennt nach Altkraftwerken, neuen EE-Anlagen, neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS und mit CCS

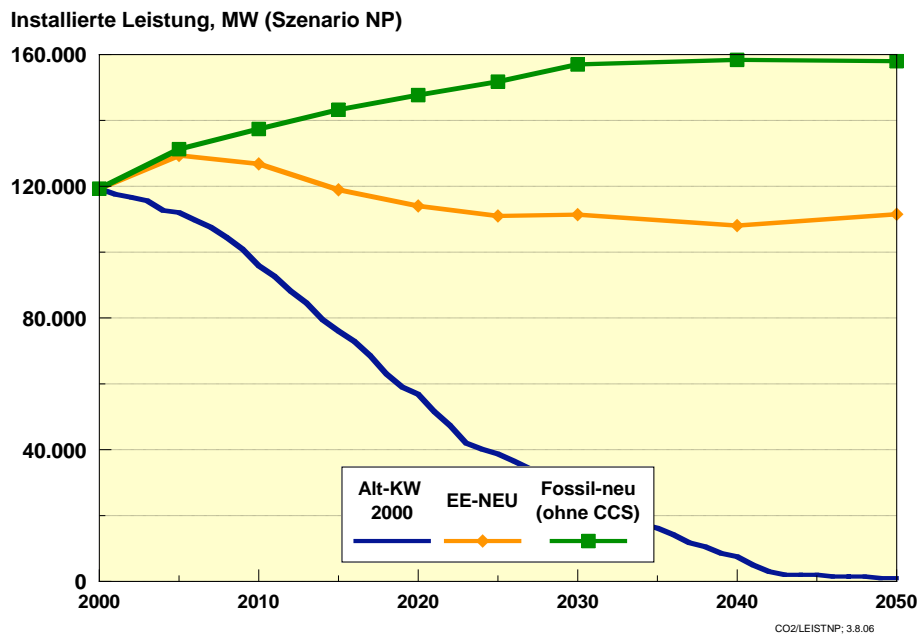


Abb. 14-11 Entwicklung der installierten Leistung im Szenario NATP, getrennt nach Altkraftwerken, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS

Aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerksstrukturen wird in den Szenarien eine große Bandbreite möglicher Investitionsstrategien abgebildet. Infolge dessen sind auch die Auslastungen der Kraftwerke unterschiedlich. Im Jahr 2050 werden im Szenario CCSMAX 228 TWh/a (40 %) und im Szenario BRIDGE 146 TWh/a (27 %) Strom aus CCS-Kraftwerken erzeugt.

Wie diese Daten sich in die gesamte Erzeugungsstruktur einfügen, zeigen die Abb. 14-12 und Abb. 14-13 und. Das Szenario CCSMAX verlangt ein sehr rasches Wachstum der CCS-Technologien, wenn die vom Kraftwerksbedarf sich ergebenden Spielräume ausgeschöpft werden sollen. Zwischen 2020 und 2050 wären jahresdurchschnittlich 1.600 MW CCS-Kraftwerke in Betrieb zu nehmen (bzw. teilweise nachzurüsten). In BRIDGE wären es mit 1.200 MW deutlich weniger.

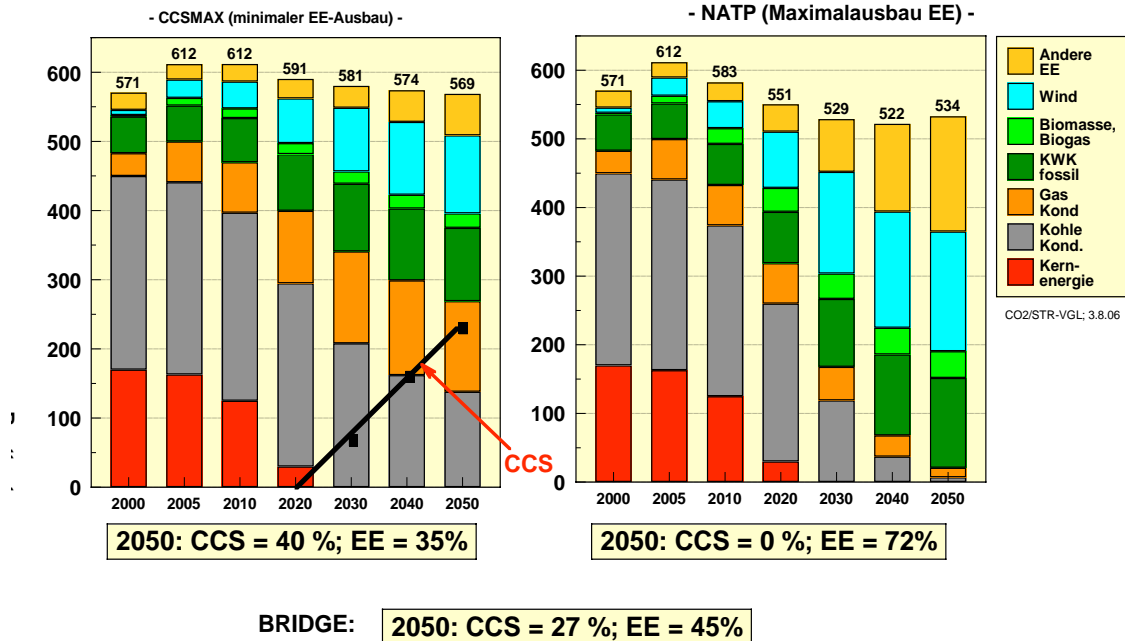


Abb. 14-12 Struktur der Bruttostromerzeugung im Vergleich der Szenarien CCSMAX und NATP und Vergleich der anteiligen Stromerzeugung von CCS und EE in allen drei Szenarien.

Bruttostromerzeugung, TWh/a

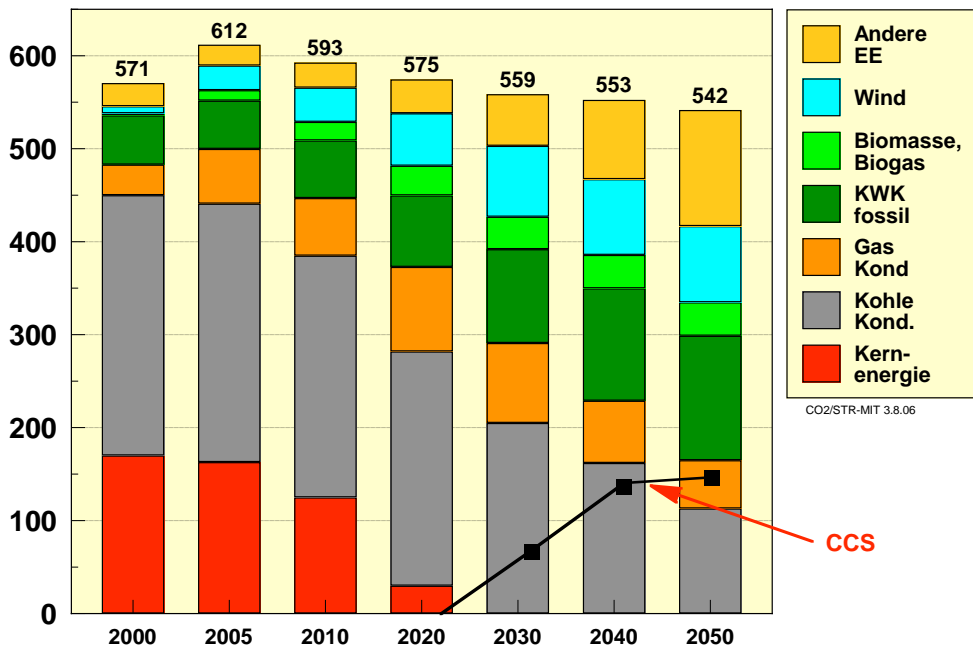


Abb. 14-13 Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario BRIDGE

In allen Szenarien sind im Jahr 2050 zwischen 72 % und 75 % des Stroms emissionsfrei bzw. emissionsarm mit unterschiedlichen Gewichten der beiden Technologiekategorien (Abb. 14-12). Wegen der unterschiedlichen Gesamterzeugung liegen die betreffenden Abso-lutmengen zwischen 384 TWh/a (NATP; 100 % EE) und 425 TWh/a (CCSMAX; 40 % CCS, 35 % EE).

Die Wirkungen der Investitionsstrategien in den Szenarien auf die Verminderung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung macht Abb. 14-14 deutlich. Bis 2020 führt die Kombination von merklichen Effizienzmaßnahmen und der Weiterführung der EE-Ausbaustrategie im Szenario NATP zu einer Absenkung der CO₂-Emissionen, d.h. zu einer Überkompensation des Wegfalls der Kernenergie. Eine Abschwächung dieser Strategie im Szenario BRIDGE führt zu einem etwa stabilen Emissionsniveau während der Phase des deutlichen Abbaus der Kernenergie zwischen 2010 und 2020. IM Szenario CCSMAX bleibt das heutige Emissionsniveau bis 2020 bestehen. Die Szenarien mit Einsatz von CCS-Technologien erreichen nach 2020 vergleichbare Gradienten der CO₂-Minderung, können aber den bis 2020 eingetretenen „Rückstand“ gegenüber der Weiterführung der Strategie im Szenario NATP nicht aufholen. Mit noch 45 Mio. t CO₂/a wird in diesem Szenario in 2050 der niedrigste Emissionswert erreicht. Im Gegensatz dazu kommt das Szenario CCSMAX auf 90 Mio. t CO₂/a und das Szenario BRIDGE auf 80 Mio. t CO₂/a, was deutlich höher als das Szenario NATP liegt. Die durch den Einsatz der CCS-Technologien im Jahr 2050 vermiedenen CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung betragen im Szenario BRIDGE 76 Mio. t/a und im Szenario CCSMAX 113 Mio. t/a .

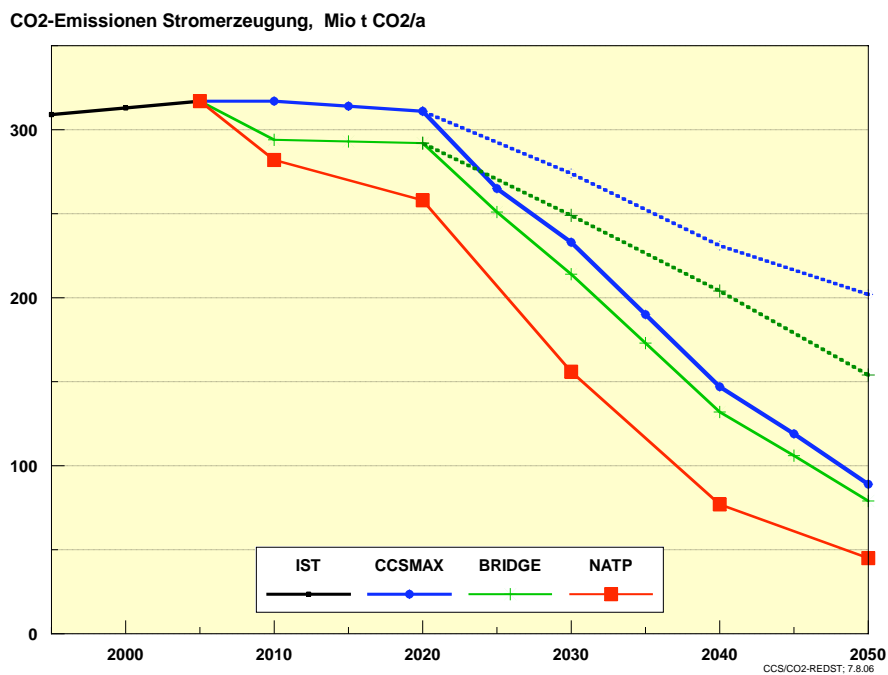


Abb. 14-14 Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien (gestrichelt = ohne CCS - Technologien; bei KWK-Stromerzeugung Gutschrift für Nutzwärmebereitstellung)

Theoretisch ließe sich auch das Szenario NATP mit einer CCS-Strategie kombinieren und damit ähnlich niedrige Emissionswerte in 2050 erreichen. Dazu müsste aber die bis 2020 in

diesem Szenario bewusst forcierte Entwicklung des EE-Ausbaus danach drastisch zurückgefahren werden, um Spielräume für einen verstärkten Zubau von CCS-Kraftwerken zu erhalten. Dazu besteht jedoch unter diesen Szenariobedingungen kein Anlass, da bis dahin gerade durch ihren dynamischen Ausbau die EE nahezu vollständig (bis auf die Fotovoltaik) auf dem Strommarkt konkurrenzfähig sein werden. Es ist dann sehr unwahrscheinlich, dass in diesem Szenario CCS-Technologien noch in nennenswertem Maße in der Stromversorgung Fuß fassen könnten. Bleibt die Ausbaudynamik der EE wie in NATP weiter bestehen, so lassen sich bis 2050 zwar theoretisch noch etwa 15 GW an CCS-Leistung installieren. Dies müsste aber vorwiegend in HKW und in Kraftwerken mit geringer Ausnutzungsdauer geschehen, so dass lediglich 40 TWh/a CCS-Strom damit erzeugt werden könnte. Dies wäre eine völlig unattraktive Marktnische.

Ein von vornherein langsamerer Ausbau von EE, wie im Szenario BRIDGE unterstellt, bei gleichzeitig geringeren Effizienzerfolgen bietet der CCS-Technologie dagegen mehr Chancen, ab 2020 in der deutschen Stromversorgung Fuß zu fassen. Das in diesem Szenario bis 2050 erreichbare Marktvolumen für CCS-Technologien beträgt rund 47 GW. Damit stellt sich ein relativ ausgewogenes Verhältnis von EE-Strom (245 TWh/a), CCS-Strom (146 TWh/a) und „normalem“ fossilen Strom (150 TWh/a) im Jahr 2050 ein. CCS könnte in diesem Fall eine Technologie sein, die eine nicht völlig optimale Entwicklung von EE- und Effizienztechnologien unterstützt und so für ein tolerierbar niedriges Emissionsniveau bei der Stromerzeugung (80 Mio. t/a in 2050) sorgt.

Eine Zwischenbilanz der Wirkungen eines Einsatzes von CCS-Technologien für die Stromerzeugung im Jahr 2050 zeigt Tab. 14-3.

Tab. 14-3 Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Stromerzeugung in den Szenarien CCSMAX und BRIDGE im Jahr 2050

	CO ₂ -Vermeidung, Mio. t/a	Abzuscheidendes CO ₂ , Mio. t/a	Mehrbedarf an Primärenergie, PJ/a
Szenario CCSMAX	112,8	156,9	382
- aus Steinkohle	16,7	21,9	44
- aus Braunkohle	65,9	96,4	225
- aus Erdgas	30,3	38,6	112
Szenario BRIDGE	75,5	103,6	241
- aus Steinkohle	27,8	36,5	74
- aus Braunkohle	33,4	48,8	114
- aus Erdgas	14,4	18,3	53

14.3.4 Möglichkeiten der Bereitstellung von CCS-Wasserstoff in den Szenarien

Emissionsmindernde Maßnahmen nur im Strombereich reichen auch bei großen Erfolgen nicht aus, die Gesamtemissionen so weit zu reduzieren, um das Klimaschutzziel zu erreichen. Es sind auch ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich. Dazu bietet sich die technologische Möglichkeit an, Wasserstoff aus fossiler Primärenergie zu erzeugen unter Rückhaltung des CO₂. Aus Ressourcen- und Kostengründen kommt dafür nur die Steinkohlevergasung infrage.

Die bereitzustellenden Wasserstoffmengen werden in den Szenarien so gewählt, dass in der Gesamtbilanz das Klimaschutzziel 2050 (Emissionsniveau des Szenarios NATP mit 240 Mio. t CO₂/a) für die deutsche Energieversorgung erreicht wird. Folgende Annahmen werden getroffen:

- der Gesamtnutzungsgrad der Kohlevergasung einschließlich CO₂-Rückhaltung beträgt 65 %, die jährliche Ausnutzung der Anlage beträgt 7.800 h/a. Der CO₂-Abscheidegrad beträgt 88 %, CCS-Wasserstoff ist damit noch mit einer CO₂-Emission von 0,017 Mio. tCO₂/PJ_{H₂} behaftet (bezogen auf eingesetzte Kohle sind es 0,011 Mio. tCO₂/PJ_{th}),
- CCS-Wasserstoff ersetzt ausschließlich Mineralöl (also Heizöl, Benzin und Diesel). Je eingesetztem PJ Wasserstoff können somit 0,055 Mio. t CO₂ vermieden werden (soll Erdgas substituiert werden, sinkt der Substitutionseffekt entsprechend und beträgt nur noch 0,039 Mio. t CO₂/PJ_{H₂}),
- in allen Szenarien wird in 2030 ein Sockelbetrag von 300 PJ/a erreicht; dazu werden 16,5 GW_{th} Vergasungsleistung benötigt und 460 PJ/a Steinkohle eingesetzt, es können 310 PJ/a Rohöl substituiert werden.

Je nach angenommener Verringerung der Endenergienachfrage durch Steigerung der Nutzungseffizienz und angenommenem EE-Ausbau in den Szenarien nimmt die in 2050 erforderliche H₂-Menge in den CCS-Szenarien unterschiedliche Ausmaße an. Die Eckdaten sind in Tab. 14-4 zusammengestellt.

Tab. 14-4 Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Wasserstoffbereitstellung in den Szenarien CCSMAX, und BRIDGE für die Jahre 2030, 2040 und 2050.

	Wasserstoff PJ/a	Kohlebedarf PJ/a	Vergasungs- Leistung GW _{th}	CO ₂ - Minderung*) Mio.t/a	Abzuscheidendes CO ₂ Mio. t/a	Mehrbedarf an Primärenergie *) PJ/a
2030						
Beide	300	462	16,5	17	37	152
2040						
CCSMAX	1.000	1.538	55	55	125	502
BRIDGE	700	1077	38	38	87	351
2050						
CCSMAX	3.440	5.290	188	189	429	1.725
BRIDGE	1.800	2.770	99	99	224	904

*) Substitution von Mineralöl

Um das angestrebte CO₂-Reduktionsziel von 242 Mio. tCO₂/a zu erreichen, müssen im Szenario BRIDGE rund 60 % des in 2050 noch eingesetzten Mineralöls durch 1.800 PJ/a Wasserstoff ersetzt werden, im Szenario CCSMAX müssten es mit 3.440 PJ/a Wasserstoff bereits 95 % sein. Der Wasserstoffbeitrag in diesem Szenario würde auch den Einsatz fossiler Rohstoffe in der Chemie (nichtenergetische Verwendung) beeinflussen, es wäre dann teilweise auf Erdgas oder auf das bei der Kohlevergasung entstehende Synthesegas auszuweichen. Diese Wechselwirkungen sind hier aber nicht näher untersucht worden. Auf

die Substitution von Erdgas überzugehen ist wegen des geringen Substitutionseffekts nicht sinnvoll bzw. bewirkt relativ hohe CO₂-Vermeidungskosten. Die zusätzlich einzusetzenden Kohlemengen belaufen sich auf 27 % (BRIDGE) bis 42 % (CCSMAX) des gesamten Primärenergiebedarfs im Jahr 2050.

Der Ausbau der Vergasungsleistung muss außerordentlich rasch erfolgen. Zwischen 2020 und 2030 müssen 1.650 MW_{th}/a errichtet werden, diese Zubaurate muss im Zeitabschnitt 2040 bis 2050 auf 6.100 MW_{th}/a im Szenario BRIDGE und auf beachtliche 15.000 MW_{th}/a im Fall des Szenarios CCSMAX gesteigert werden. Eine Mindestanforderung zur Umsetzung dieser Entwicklung müsste daher sein, dass ab 2020 große kommerzielle Anlagen ohne wesentliche Einführungsprobleme in großem Ausmaß errichtet werden können und Wasserstoffproduktion sowie CO₂-Abscheidung und -speicherung mit hoher Auslastung sichergestellt sind.

Ein zweites wesentliches Kriterium ist die Notwendigkeit, die Wasserstoffinfrastruktur diesem Zuwachs folgen zu lassen. Bis 2040 überschreitet der Anteil von Wasserstoff am Endenergiebedarf zwar nicht die 14 %-Marke (CCSMAX) bzw. 10 % (BRIDGE), aber bereits in 2050 wäre im Szenario CCSMAX mit 47 % Wasserstoff der dominierende Endenergieträger. Das scheint aus heutiger Sicht eine zu hohe Barriere zu sein [UBA 2006]. Ein Anteil von 29 % (= 1.900 PJ/, einschließlich 100 PJ/a EE-Wasserstoff), wie er im Szenario BRIDGE benötigt wird, um das Klimaschutzziel zu erreichen, dürfte dagegen aus infrastruktureller Sicht bis 2050 erreichbar sein.

14.4 Gesamtbilanz der Szenarienanalyse

In der Gesamtbilanz ergeben sich sehr verschiedenartige Strukturen der Primärenergiebereitstellung in Deutschland für das Jahr 2050. Das Szenario CCSMAX ist eine stark von der Kohle geprägte Energiezukunft, von einer „Kohlerenaissance“ zu sprechen ist nicht übertrieben. Steinkohle stellt hier 47 % der Primärenergie, dazu kommen noch 10 % Braunkohle. Da die Erdgasmengen etwa der heutigen Menge entsprechen, liegt der Anteil fossiler Primärenergie in diesem Szenarien mit 87 % höher als heute mit 83 % (Abb. 14-15). Auch im Szenario BRIDGE überwiegen noch die fossilen Energien mit insgesamt 77 %. Steinkohle ist mit 35 % zwar kein dominierender Energieträger mehr, stellt aber den größten Teil der fossilen Energieträger. Bemerkbar sind aber auch schon deutliche Effizienzerfolge (17 % weniger Primärenergie als in CCSMAX) und ein erheblicher Beitrag der erneuerbaren Energien. Wegen der Umsetzung der großen Einsparpotenziale im Szenario NATP kann dort der absolute Beitrag an fossilen Energien deutlich reduziert werden, obwohl sie mit 58 % die EE noch übertreffen. In Abb. 14-16 wird die Veränderung der Primärenergiestruktur der Szenarien CCSMAX und NATP einander gegenübergestellt. Vereinfacht ausgedrückt wird die in NATP vollzogene Vermeidung von Energienachfrage und der höhere Beitrag an EE durch fossile Primärenergie ersetzt, deren CO₂-Emissionen durch den Einsatz von CCS-Technologien beträchtlich vermindert werden. Um jedoch das Klimaschutzziel 2050 zu erreichen, sind nach 2020 sehr hohe Zuwachsraten dieser Technologien vorauszusetzen, welche diejenigen des derzeitigen EE-Ausbaus deutlich übertreffen müssten.

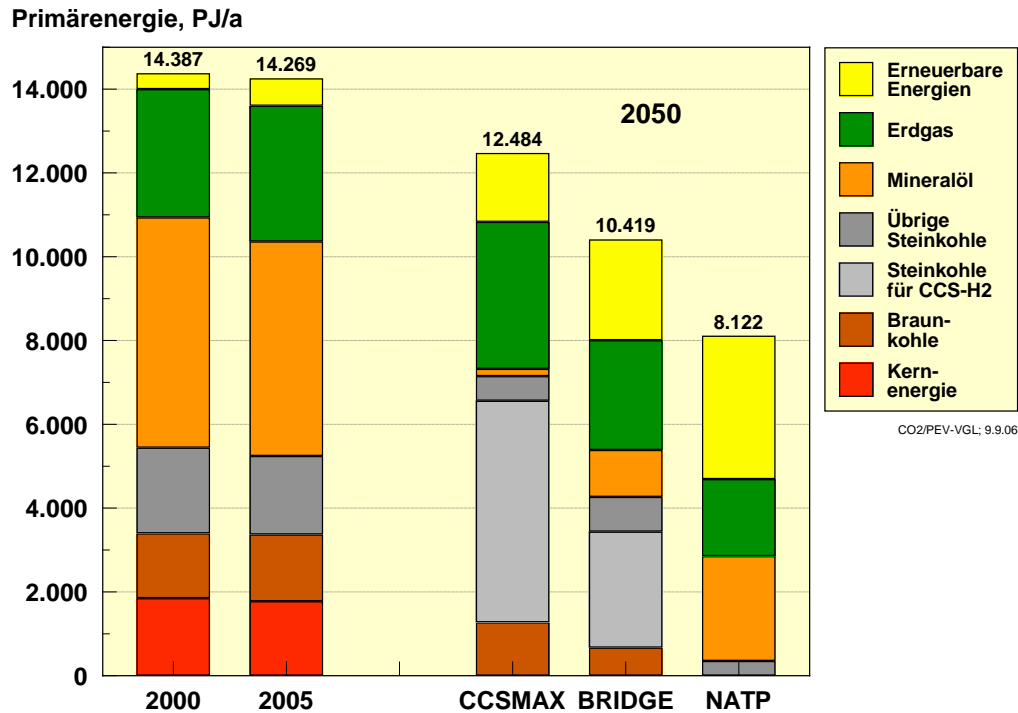


Abb. 14-15 Primärenergiestrukturen 2000 und 2005 und in den Szenarien für das Jahr 2050 mit Ausweisung der für die Herstellung von CCS-Wasserstoff erforderlichen Steinkohlemenge.

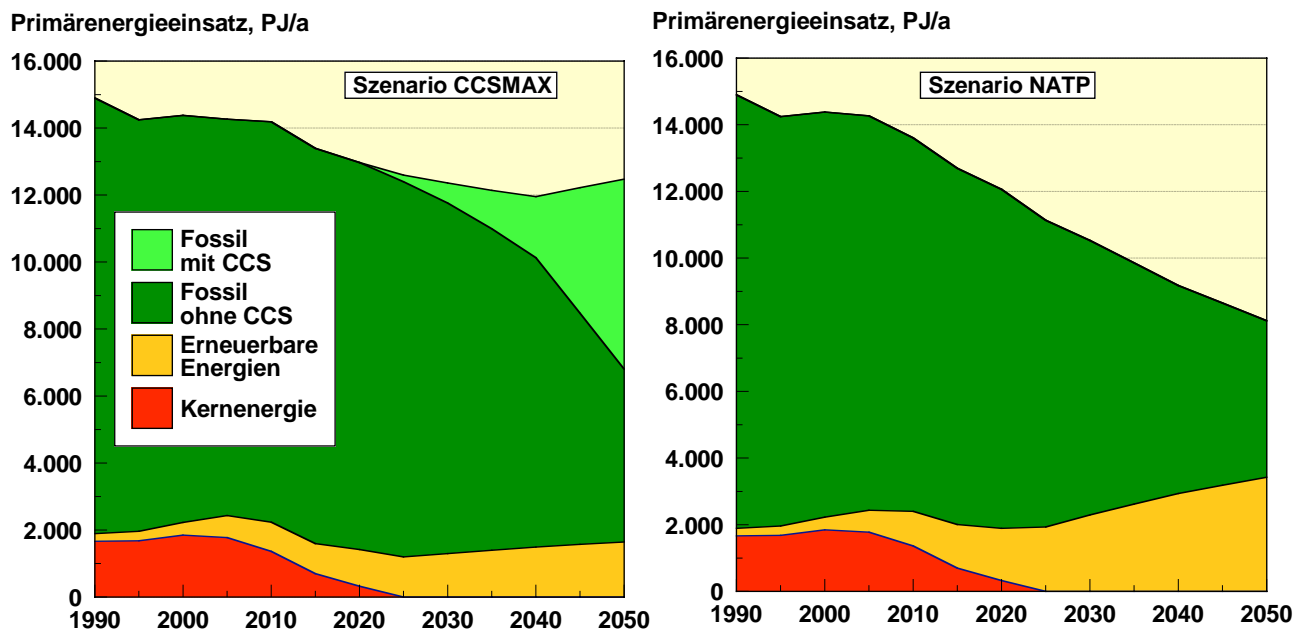


Abb. 14-16 Entwicklung der Primärenergiestruktur in den Szenarien CCSMAX und NATP

Alle Szenarien erreichen in 2050 (bis auf MAX) das definierte Klimaschutzziel (Abb. 14-17).⁴¹ Die in CCSMAX bis 2020 zu langsam verlaufenden Klimaschutzmaßnahmen müssen später „nachgeholt“ werden, um das Klimaschutzziel noch rechtzeitig bis 2050 zu erreichen. Insgesamt können so in 2050 zwischen 175 Mio. t CO₂/a (BRIDGE) und 300 Mio. t CO₂/a (CCSMAX) vermieden werden. In 2030 und 2040 überwiegt noch der Beitrag des Stromsektors, in 2050 dominiert der Beitrag der Wasserstoffbereitstellung (Tab. 14-5). In den CCS-Szenarien müssen dazu aber beträchtliche CO₂-Mengen abgeschieden und gespeichert werden. Insbesondere die Substitution von Mineralöl durch Kohle-Wasserstoff mittels CCS-Technik verlangt die Abscheidung von 2,26 Mio. t CO₂ je vermiedener Tonne CO₂. Damit liegt die im Jahr 2050 abzuscheidende und zu speichernde CO₂-Menge zwischen 586 Mio. t/a (CCSMAX) und 328 Mio. t/a. Das in Deutschland verfügbare Speichervolumen würde demnach im Falle des Szenarios CCSMAX in einem Zeitraum von 25 Jahren (Untergrenze) bis 80 Jahren (Obergrenze des Speicherpotenzials) ausgeschöpft sein, während die betreffenden Werte für das Szenario BRIDGE bei 44 bzw. 145 Jahren liegen.

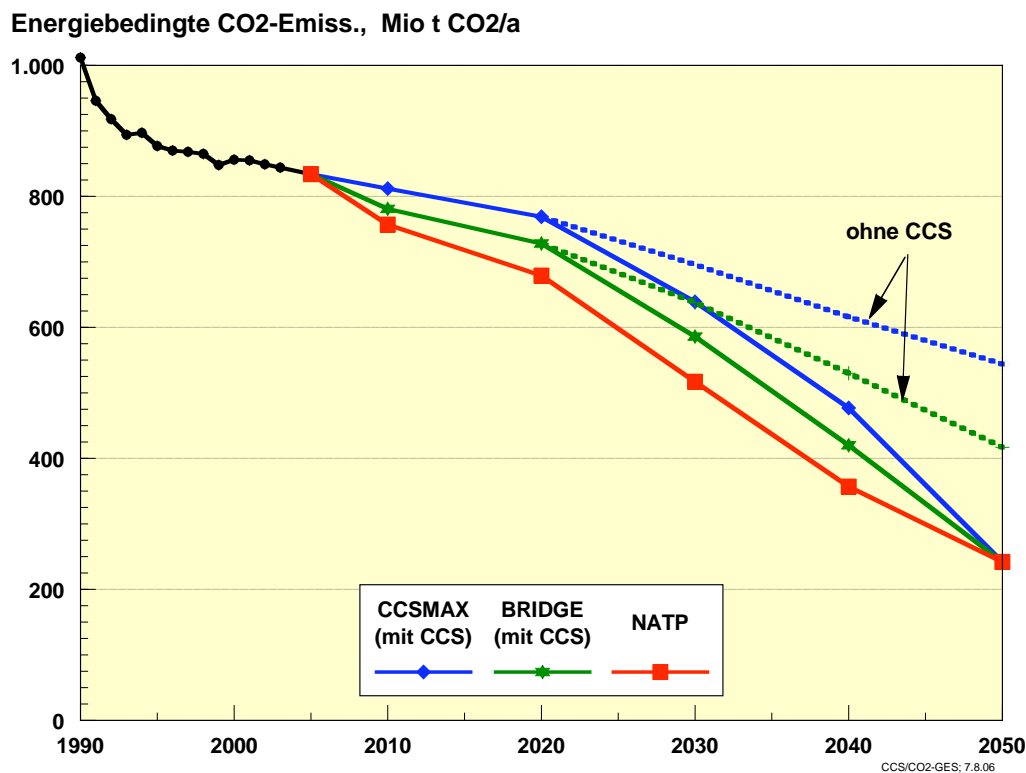


Abb. 14-17 Verlauf der energiebedingten CO₂-Emissionen in den Szenarien CCSMAX, BRIDGE und NATP bis 2050 (gestrichelt = CCSMAX bzw. BRIDGE ohne CCS-Technologien).

Auch der gegenüber der Verwendung fossiler Energien ohne CCS-Technik zusätzliche Primärenergieaufwand ist beträchtlich. Er liegt mit 2.100 PJ/a (CCSMAX) bzw. 1.150 PJ/a (BRIDGE) zwischen 18 % und 11 % des gesamten Primärenergieverbrauchs der betreffenden Szenarien.

⁴¹ Hier wurden das Klimaschutzziel nur hinsichtlich des Klimagases CO₂ definiert. Bei den in CCSMAX und BRIDGE erforderlichen hohen Kohlemengen sind aber auch die Methanemissionen der Kohle von erheblicher klimabeeinträchtigender Wirkung (vgl. Kapitel 10).

Tab. 14-5 CO₂-Emissionen in den Szenarien mit und ohne CCS –Technologien, abzuscheidende CO₂-Mengen und resultierender Mehrbedarf an Primärenergie.

Zeitpunkt/ Szenarien	CO ₂ -Emissionen (Mio.t/a)					abzuscheidende CO ₂ , Mio.			zusätzlicher PEV - Bedarf , PJ/a		
	Gesamt ohne CCS	Mind. durch Strom	Mind. durch H2	Mind. gesamt	Gesamt mit CCS	H2	Strom	gesamt	CCS- H2	CCS- Strom	Ges.
2005	824*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2030											
CCSMAX	696	41	17	58	638	37	57	94	152	139	291
BRIDGE	638	35	17	52	586	37	48	85	152	110	262
NATP	517	0	0	0	517	0	0	0	0	0	0
2040											
CCSMAX	616	84	55	139	477	125	117	242	502	286	788
BRIDGE	530	72	38	110	420	87	100	187	351	228	579
NATP	357	0	0	0	357	0	0	0	0	0	0
2050											
CCSMAX	544	113	189	302	242	429	157	586	1725	382	2107
BRIDGE	417	76	99	175	242	224	104	328	904	241	1145
NATP	242	0	0	0	242	0	0	0	0	0	0

*) temperaturbereinigt

CO₂/ECKDAT; 21.9.06

Als Fazit kann festgehalten werden:

- Als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie, wie im Szenario CCSMAX abgebildet, stößt CCS an strukturelle Grenzen, wenn das Klimaschutzziel einer 80 %-igen Reduktion von CO₂ bis 2050 eingehalten werden soll. Der mit 2020 angenommene Einsatzzeitpunkt der CCS-Technologien erzwingt im Zeitraum bis 2050 zu hohe Aufbauraten für CCS-Anlagen und für die Bereitstellung einer Wasserstoffinfrastruktur. Die hohe Nachfrage nach Steinkohle (mit ca. 5.900 PJ/a in CCSMAX das 3,1-fache des heutigen Beitrags) verlangt eine weitgehende Beschaffung auf dem Weltmarkt. Dies würde zu entsprechenden Preisreaktionen führen. Da Kostenvorteile der mittels CCS bereitgestellten Endenergien Strom und Wasserstoff gegenüber denen aus EE hergestellten nicht (Strom) bzw. nur in geringem Ausmaß (Wasserstoff) zu erkennen sind, ist aus wirtschaftlicher Sicht kein entscheidender Anreiz für eine so herausragende Bevorzugung von CCS zu erkennen. Die für einen derartig starken Ausbau von CCS bereits heute erforderlichen hohen Zuwendungen für diese Technologieoption in Form von F+E und Demonstrationsanlagen würde zudem zu Unverträglichkeiten mit dem derzeitigen energiepolitischen Stellenwert von Effizienzstrategien und EE-Ausbau führen. Außerdem müsste bereits kurzfristig eine sehr hohe Klarheit hinsichtlich der ökologischen Verträglichkeit und der Sicherheit der CO₂-Speicherung erreicht werden. Beide Strategien „mit voller Kraft“ bis 2020 durchzuhalten (EE-Ausbau und Effizienz wie NATP bis 2020; CCS-Entwicklung wie in CCSMAX), um dann eine Option weitgehend zu ignorieren, stellt keine sinnvolle Vorgehensweise dar. Auch die möglichen Speicherkapazitäten für CO₂ sind bei dem erforderlichen massiven Ausbau von CCS nicht ausreichend.

- Aber auch eine Strategie entsprechend Szenario NATP, die ohne CCS-Technologien auskommt, ist heute noch kein „Selbstläufer“. Neben der Beibehaltung des derzeitigen EE-Ausbaus im Strombereich sind noch beträchtliche zusätzliche energiepolitische Unterstützungsmaßnahmen für deutlich wirksamere Effizienzmaßnahmen in der Nutzung und der Umwandlung (KWK-Ausbau) erforderlich, um mit dieser Strategie zeitgerecht das Klimaschutzziel 2050 erreichen zu können. Die zusätzliche Zeitspanne bis 2020 erlaubt es aber – falls die genannten Unterstützungsmaßnahmen rasch greifen – den Umstrukturierungsprozess harmonischer ablaufen zu lassen, als das im o. g. Fall möglich ist. An den Umbau der Infrastrukturen für die Endenergieträger werden keine unzumutbaren Anforderungen gestellt. Zudem ist diese Strategie auf absehbare Zeit volkswirtschaftlich sinnvoller, da ein Großteil der zu ergreifenden Effizienzmaßnahmen die ökonomisch günstigste Option darstellen und auf längere Sicht kein grundsätzlicher Kostenunterschied zwischen CCS- und EE-Technologien erkennbar ist. Käme es zu einer Einbeziehung externer Kosten, würde sich die gesamtwirtschaftliche Bilanz noch günstiger darstellen. Die energiepolitische Strategie entsprechend Szenario NATP wäre also als „**Idealstrategie**“ in jedem Fall zu befürworten.
- Bei einer Entwicklung entsprechend Szenario BRIDGE treten auf absehbare Zeit die für CCSMAX genannten Einschränkungen nicht auf. Die dazu aus heutiger Sicht zusätzlich erforderlichen Impulse für weitere Effizienzsteigerungen und ein erweiterter EE-Ausbau (die über die jetzige Referenzentwicklung hinausgehen müssen!) sind leichter durchsetzbar als im Fall des Szenarios NATP. Sie sind zudem anderen Ländern, die sich weit weniger als Deutschland auf dem Weg in Richtung der „idealen“ NATP-Strategie befinden oder die stärker an der Nutzung von Kohle interessiert sind, leichter zu vermitteln. Auch die Anforderungen an die Einführung von CCS-Technologien und an eine Wasserstoffinfrastruktur sind geringer als in CCSMAX, da bis 2030 die erforderlichen Beiträge dieser Option noch relativ gering sein können. Auch der bis 2050 zu erreichende Ausbauzustand stößt für den Fall, dass sich CCS-Technologien als eine energiewirtschaftlich sinnvolle Option herausstellen, nicht an grundsätzliche Grenzen hinsichtlich erforderlicher Anlagenleistung, Infrastrukturveränderungen und Speicherkapazität.

Eine energiewirtschaftliche Entwicklung entsprechend Szenario BRIDGE kann deshalb als „**pragmatische Strategie**“ bezeichnet werden. Sie verlangt in jedem Fall noch eine Intensivierung der energiepolitischen Anstrengungen, wenn längerfristige Klimaschutzziele ernsthaft erreicht werden sollen. Notwendig ist, die noch fehlenden Effizienz- und EE - Strategieelemente bis 2020 mindestens soweit zu mobilisieren, dass sie ggf. danach „durchstarten“ können, wenn sich CCS-Technologien als energiewirtschaftlich nicht sinnvoll herausstellen sollten. Gleichzeitig bietet diese Zeitspanne die Möglichkeit, die Entwicklungs- und Kostenpotenziale von CCS-Technologien gründlich und ohne massiven Zeitdruck auszuloten.

Tab. 14-6 Wechselwirkungsmatrix zwischen CCS und anderen relevanten Klimaschutzstrategien (Fokus Stromerzeugung und Kraftstoffbereitstellung sowie Betrachtungsebene Deutschland)

Grundannahme Verfügbarkeit CCS ab 2020/2025

Technologie/Strategie	Verfügbarkeit (ab wann?)	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS		Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
Effiziente zentrale Stromerzeugung	2010	Wirkungsgradsteigerung schafft Spielraum für CCS	Wirkungsgradminderung; im Verbund mit REG ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW vermutlich nicht aufweisen (zusätzliche Komponenten)	Signifikant abnehmend im Zeitverlauf	
Zentrale öff. und ind. KWK	Sofort		In der Regel Gaskraftwerke wg. hoher Stromkennzahl (geringerer CCS-Anreiz), apparativer Aufwand für ind. Betreiber hoch (Platzbedarf kritisch)	Ersatz bestehender Kraftwerke	
Dezentrale KWK	Sofort	Über Brennstoffversorgung mit Wasserstoff (insbesondere perspektivisch bei Brennstoffzelleneinsatz)	<i>CCS nicht praktikabel für dezentrale Anwendungen (hohe Kosten)</i>	Deutlicher Ausbau (16 % Stromerzeugungsanteil in 2050), später mit Brennstoffzellen	(Ja)
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien					
Wasserkraft	Sofort			Läuft in Sättigung	Nein
Windenergie (onshore)	Sofort			Läuft in Sättigung (jedoch Onshore-Repowering)	Nein
Windenergie (offshore)	2015		Im Verbund mit REG ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW ggf. nicht aufweisen	Hoher Beitrag langfristig, Wind insgesamt 33 % (davon > 2/3 offshore)	Ja
REG-Import	Ab 2025			Anteil langfristig steigend (65 TWh in 2050, 13 % Stromerzeugungsanteil in 2050)	Ja – zeitlich starke Konkurrenz
Photovoltaik	Sofort			Begrenzte absolute Bedeutung in Deutschland	Nein
Biomasse	Vergasung ab	Doppelte Dividende bei CCS (negative	Wegen Brennstofflogistik, üblicher-	Hohe Bedeutung der Biomasse	Über Kombikonzzept

Technologie/Strategie	Verfügbarkeit (ab wann?)	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS		Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
	2015	Emissionen), Multi-Fuel-Use denkbar z.B. bei der Mitverbrennung von Biomasse in Kraftwerken oder Kombivergasung	weise kleinere Anlagen, gerade bei KWK (< 20 MW)		nachdenken
Geothermie (Wärme, Strom)	Ab 2015	Synergieprojekte denkbar (vgl. RWTH-Projekt ⁴²)	Konflikte denkbar, vor allem mit Blick auf die Wärmebereitstellung, CCS ab 800 m Tiefe <i>offene Prüffrage</i>	Vorsichtig abgeschätzt (14,5 TWh in 2050 entspricht gut 3 %)	
Stromeinsparung	Sofort			Hoch, Einsparung in 2050 um rund 20 % ggf. Referenzentwicklung	Ja – aber Effizienz-Technologien zeitlich früher verfügbar
Kernenergie	Sofort			Kein Neubau – Entwicklung gemäß Ausstiegsbeschluss	Ja – Frage der Akzeptanz aber entscheidender
Kraftstoff- bzw. Energieträgerbereitstellung					
Bio-Kraftstoffe				Begrenzter Einsatz von Bio-Kraftstoff (111 PJ in 2050 ⁴³)	Nein
Wasserstoff (Kraftstoff, Erdgas-netzeinspeisung)		CO ₂ -armer Wasserstoff kann importiert werden (Abtrennung am Bohrloch), Wasserstoffbereitstellung in IGCC-Anlagen (Kombiprozesse – Multi-Purpose)		Wasserstoff in begrenzten Mengen im Szenario (189 PJ in 2050) auf der Basis von Reg-Strom	<i>Über Kombikzept nachdenken</i>
Mineralöl		Enhanced Oil Recovery schafft günstige wirtschaftliche Rahmenbedingungen			Internationaler Einstieg für CCS
Erdgas		Abtrennung von CO ₂ als Erdgas-			Internationaler Einstieg

⁴² Einkopplung von CO₂ in den (Wasser-)Rücklauf von Geothermieprojekten zur Wärmegewinnung (geothermische Tiefbohrungen bei z.B. 1.500 m Tiefe) - Calzitbildung

⁴³ Sehr restriktive Verwendung in Szenario NaturSchutzPlus I (Schwerpunkteinsatz im stat. Bereich), im Szenario NaturSchutzPlus II liegt der Anteil bei 300 PJ (dafür hier kein REG-H₂-Einsatz), eine vergleichbare Größenordnung zeichnet sich jetzt auch für das UBA-Kraftstoffszenario ab.

Technologie/Strategie	Verfügbarkeit (ab wann?)	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS		Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
		Begleitgas			für CCS
Speichersysteme					
Druckluftspeicher	Prinzipiell sofort, derzeit intensivere Forschung		Konkurrenz um geeignete geologische Speicherformationen, grundsätzlich sind Speicher für REG-Fluktuationsausgleich interessant		
Wärme- und Kältespeicher (saisonal)	Prinzipiell sofort, derzeit intensivere Forschung		Konkurrenz um geeignete geologische Speicherformationen, grundsätzlich sind saisonale Speicher für REG-Wärmeausbau von hoher Bedeutung		

15 Anforderungen für die erfolgreiche internationale Umsetzung von CCS

Ist der Einsatz von CCS notwendig, um ein ambitioniertes Klimaschutzziel zu erreichen, etwa das 2°C-Ziel der Europäischen Union? Und welche Anforderungen sind dann für die internationale Umsetzung zu erfüllen? Diese beiden Fragen sollen in diesem Kapitel anhand ökonomischer Szenarien und Überlegungen zu einem möglichen institutionellen Rahmen für CCS beantwortet werden. Im Vordergrund steht dabei eine globale Perspektive auf CCS.

15.1 Die Bedeutung von CCS als Klimaschutzoption

Die Bedeutung von CCS im Kontext des Klimaschutzes liegt in erster Linie in der Möglichkeit, die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf einem niedrigen Niveau zu stabilisieren. Die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre muss mit hoher Wahrscheinlichkeit unter 450 ppm CO₂ stabilisiert werden, wenn die Erhöhung der globalen Mitteltemperatur auf 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt werden soll (Meinshausen 2006), so dass das angestrebte Klimaschutzziel sowohl der Europäischen Union als auch der Bundesregierung eingehalten werden kann.⁴⁴ Diese niedrigen Stabilisierungsniveaus lassen sich aber nur dann zu geringen volkswirtschaftlichen Kosten erreichen, wenn CCS als Option zur Verminderung von CO₂ genutzt werden kann.

Die Bedeutung von CCS nimmt sogar zu, je niedriger das Stabilisierungsniveau der CO₂-Konzentration ausfallen soll; Abb. 1-1 zeigt, dass der Beitrag von CCS in verschiedenen Modellen durchaus unterschiedlich eingeschätzt wird. Ursache dafür sind die unterschiedlichen Annahmen der Modelle über das Wachstum der Emissionen sowie technische und ökonomische Potenziale der erneuerbaren Energieträger.

⁴⁴ Vgl. Sechstes Umweltaktionsprogramm der Europäischen Gemeinschaft von 2002, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/oj/2002/l_242/l_24220020910de00010015.pdf.

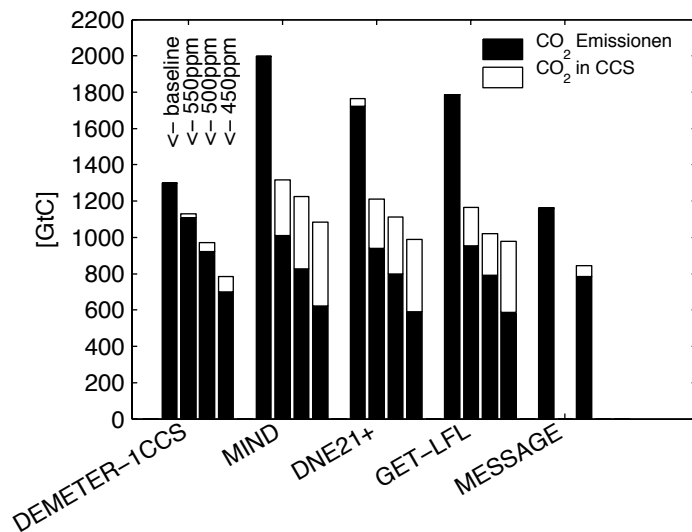


Abb. 15-1 Kumulierte Menge anthropogener CO₂-Emissionen sowie des durch CCS gespeicherten CO₂ in Abhängigkeit vom Stabilisierungsniveau der atmosphärischen CO₂-Konzentration (baseline: ohne Stabilisierungsziel) in verschiedenen Modellen (Edenhofer et al. 2006).

Die Diskussion um die Bedeutung von CCS für den globalen Klimaschutz hat in den letzten Jahren vor allem darum an Bedeutung gewonnen, weil die Erreichbarkeit eines globalen Klimaschutzziels mit den heutigen Strategien fraglich wurde. Insbesondere ist die internationale Debatte über die Erreichbarkeit und Sinnhaftigkeit des 2°C Zieles der Europäischen Kommission entbrannt (Tol in press). Dabei stehen die Kosten und Strategien des Klimaschutzes im Zentrum des Interesses. Bei der Abschätzung der Klimaschutzkosten wurde jedoch bis vor kurzem das Potenzial des technischen Fortschritts, die Kosten des Klimaschutzes zu senken, weitgehend vernachlässigt. Erst kürzlich haben Ökonomen die Frage zu klären versucht, ob und in welchem Umfang sich durch eine Klimapolitik technischer Fortschritt so induzieren lässt, dass er die Klimaschutzkosten senkt. Das Innovation Modeling Comparison Project (IMCP) als Vergleichsstudie mehrerer Modelle hat gezeigt, dass der technische Fortschritt die Klimaschutzkosten durchaus reduzieren kann: Abb. 1-2 zeigt, dass die diskontierten volkswirtschaftlichen Kosten Modellanalysen zufolge zwar deutlich steigen, wenn ein Konzentrationsziel von 450 ppm oder weniger erreicht werden soll, dass sie aber in der überwiegenden Mehrzahl der Modelle auf Beträge von unter 1 % des Weltsozialprodukts begrenzt werden können.

Grundsätzlich sind volkswirtschaftliche Kosten Zielverzicht. Im Falle des Klimaschutzes quantifizieren die volkswirtschaftlichen Kosten, auf wie viele Sozialprodukteinheiten verzichtet werden muss, wenn Klimaschutz betrieben werden soll.⁴⁵ Da diese Verluste zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, müssen sie auf einen Zeitpunkt normiert werden. Dies geschieht, in dem man die Sozialproduktverluste mit einer Diskontrate auf ein Basisjahr abdiskontiert. Dabei wird das Sozialproduktswachstum im Falle des Klimaschutzes verglichen mit dem Wachstum ohne Klimaschutz. Diskontierte Verluste von einem Prozent für die

⁴⁵ Das bedeutet die Kosten der Minderung des Klimawandels. Die Kosten einer Anpassung an den Klimawandel sind nicht einbezogen.

nächsten hundert Jahre bedeuten dann, dass sich das Wachstum im Falle des Klimaschutzes um drei Monate verzögert.⁴⁶

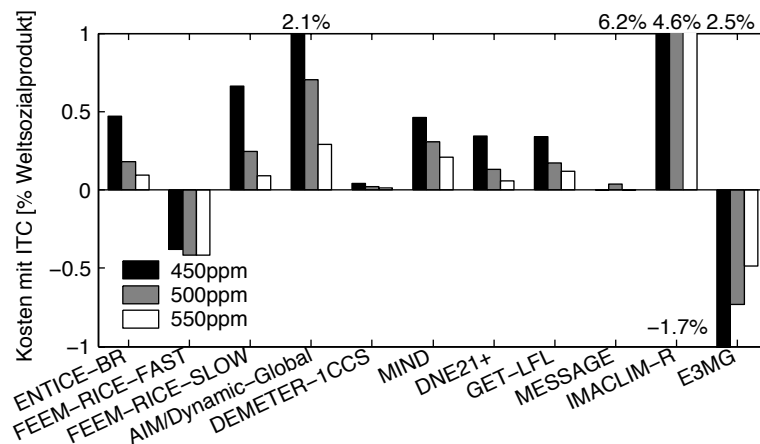


Abb. 15-2 Diskontierte volkswirtschaftliche Kosten in % des Weltsozialprodukts unter Berücksichtigung technologischen Fortschritts in verschiedenen Modellen, die technologische Lerneffekte endogen berücksichtigen (Edenhofer et al. 2006).

In diesem Zusammenhang besteht begründete Hoffnung, dass CCS die volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes senken kann, möglicherweise um mehr als 30 % (IPCC 2005), wenn CCS mit Hilfe des technischen Fortschritts weiter entwickelt werden kann.

Im Wesentlichen lassen sich Unsicherheitsfaktoren für den Einfluss von CCS auf die volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes identifizieren, die im Abschnitt 1.2 analysiert werden:

1. Die Lernraten beim Einsatz von CCS
2. Die Lernraten der erneuerbaren Energieträger
3. Die Leckagerate geologischer Formationen
4. Die Diskontrate
5. Die Kosten der Exploration und Extraktion fossiler Ressourcen
6. Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit von CCS
7. Kosten und Umsetzungsgeschwindigkeit von Steigerungen der Energieeffizienz (auf Seiten des Angebots und der Nachfrage)

Die Bezeichnung „Unsicherheitsfaktoren“ ist in dem Sinne zu verstehen, dass die genannten Faktoren entscheidenden Einfluss auf die Modellergebnisse zum Einsatz von CCS haben. Gleichzeitig kann man die Faktoren als Risiken verstehen, die im Zusammenhang mit CCS diskutiert werden müssen.

Die Bedeutung von CCS und die Relevanz dieser Unsicherheitsfaktoren spiegelt sich in den letzten Monaten in einer Reihe wissenschaftlicher Untersuchungen wider, in denen die

⁴⁶ Folgendes Zahlenbeispiel erklärt das Zustandekommen dieser Abschätzung: Angenommen, das Weltsozialprodukt wachse im business-as-usual-Fall (d.h. ohne Klimaschutz) um 2% pro Jahr und bei Einführung klimaschützender Maßnahmen nur um 1,97% pro Jahr. Über das ganze Jahrhundert würden sich die Verluste (gemessen als mit 5% pro Jahr diskontierte Reduzierung des Weltsozialproduktes des jeweiligen Jahres) auf 1% summieren. Das Weltsozialprodukt erreicht dann im Jahr 2101 den Absolutwert, den es im business-as-usual-Fall im Jahr 2100 erreicht hätte (vgl. Azar und Schneider 2002 für eine ähnliche Argumentation).

Aussagen mehrerer Modelle zum Einsatz von CCS verglichen werden (IPCC 2005, Edenhofer et al. 2006).⁴⁷

In der öffentlichen Diskussion um die Umsetzung von CCS nimmt die Debatte um die angemessene Leckagerate eine herausragende Stellung ein: Wenn in einem bestimmten Zeitraum der durch diese Rate quantifizierte Teil des gespeicherten CO₂ aus Lagerstätten entweicht, reduziert sich in entsprechendem Maße die Wirkung für den Klimaschutz. Je niedriger die Rate, desto wirkungsvoller kann CCS eingesetzt werden; daher ist die Leckage ein wichtiger Unsicherheitsfaktor auch in der ökonomischen Analyse. Wie diese Aspekte institutionell und technisch gehandhabt werden könnten, wird in Abschnitt 1.3 diskutiert.

Neben der Frage, unter welchen Bedingungen CCS einen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann, müssen aber auch mögliche Auswirkungen dieser Technologie auf Ökosysteme und die menschliche Gesundheit diskutiert werden, um zu einer umfassenden Bewertung zu kommen. Eine solche Einbettung des Klimaschutzes in ein allgemeineres Verständnis nachhaltiger Entwicklung ist letztlich durch die Zielsetzung der UN-Klimarahmenkonvention von 1997 vorgegeben. Es ist in diesem Zusammenhang auch davon auszugehen, dass die Wahrnehmung der mit CCS verbundenen Risiken auf lokaler Ebene die öffentliche Akzeptanz spezifischer CCS-Projekte beeinflussen könnte (vgl. etwa Huijts 2003; Zusammenschau in Flachsland 2005, S. 94ff). In den vorangegangenen Kapiteln wurde ausführlich darauf eingegangen.

15.2 CCS in einem Portfolio von Klimaschutzstrategien: Analyse von Unsicherheitsfaktoren

Die Bedeutung von CCS im Rahmen des Klimaschutzes soll hier mit Hilfe einer Social-Cost-Benefit-Analyse exploriert werden. Dabei wird im Modell MIND CCS als eine technologische Option – neben der Verwendung von Regenerativen Energien (im Folgenden: REG) und Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz – eingesetzt unter der Maßgabe, die soziale Wohlfahrt zu maximieren und eine Schranke an Emissionen oder Temperaturanstieg einzuhalten.⁴⁸

Um die oben beschriebenen globalen Risiken abzuschätzen, werden in diesem Abschnitt Modellresultate diskutiert, in denen in verschiedenen Szenarien die kritischen Größen für die Einführung von CCS identifiziert werden, indem die Sensitivität beurteilt wird, d.h. die Stärke des Einflusses einer Änderung von Parametern auf die Modellergebnisse (gesamte sequestrierte Menge CO₂ bzw. anfallende Kosten).⁴⁹

⁴⁷ Die Diskussion um CCS und die verbundenen Unsicherheitsfaktoren wird aber auch von Interessengruppen (insbesondere Umweltverbände) und vom WBGU als wissenschaftliches Beratungsorgan der Bundesregierung geführt (vgl. WBGU 2003, WBGU 2006).

⁴⁸ Das Modell MIND ist ein Integrated Assessment Model, in dem ein auf dem Konzept des endogenen Wachstums basierendes Modell der Weltwirtschaft (mit Fokus auf den Energiesektor) und ein Klimamodul gekoppelt sind. Darin werden Zeitpfade von Investitions- und Konsumentscheidungen berechnet, mit denen zum einen eine vorgegebene Begrenzung des Anstiegs der globalen Mitteltemperatur möglich ist, und die zum anderen den anhand des Pro-Kopf-Konsums berechneten gesellschaftlichen Nutzen über den gesamten Zeithorizont maximieren (Bauer 2005, Edenhofer et al. 2005).

⁴⁹ In den folgenden grafischen Darstellungen repräsentiert eine Fläche die Ergebnismwerte zu den untersuchten Parameterkombinationen. Die Steigung der Fläche repräsentiert die Sensitivität: In Bereichen großer Stei-

Insgesamt weist der Einsatz von CCS eine große Spannweite aus – je nach Modellannahmen werden zwischen 0 und 700 Gt Kohlenstoff über den Zeitraum 2000 bis 2100 der Speicherung zugeführt. Mittels Monte Carlo Simulationen konnte gezeigt werden, dass unter plausiblen Annahmen Median und Mittelwert bis 2050 etwa 100 GtC betragen (Bauer 2005). Diese Größenordnungen entsprechen anderen Abschätzungen für das technische Potenzial für CCS.⁵⁰

1.2.1 Die Kostensenkungspotenziale von CCS und Regenerativen Energien sowie die Diskontrate

Auffällig deutlich hängen die Ergebnisse von Lernraten und Leckageraten ab: **Lernraten** bezeichnen die Kostensenkung einer Leistungseinheit, wenn die kumulierte Kapazität erweitert wird. Dabei spielen die Lernrate von CCS und die Lernraten alternativer Techniken die entscheidende Rolle. CCS-Anlagen können als Option vor allem dann zum Einsatz kommen, wenn sie „schneller“ als REG rentabel werden sollten. Dies setzt die Annahme voraus, dass sich die derzeitigen Lernraten und Marktentwicklungen für REG in den nächsten 20 Jahren nicht fortsetzen, dass es also insbesondere nicht zu so genannten Technologiesprüngen kommt, bei denen heute nicht absehbare Entwicklungen in den REG nutzbar werden. Je langsamer das Kostensenkungspotenzial der REG realisiert wird und je belastbarer die technischen Möglichkeiten und Kostensenkungspotenziale von CCS-Technologien werden, desto größer wird die kumulierte Menge von abgeschiedenem und gelagertem CO₂ sein, und umso länger wird sich die Zeitspanne der Nutzung von CCS als Klimaschutzoption ausdehnen. Je weniger Energie gespart wird und je höher der globale Primärenergieverbrauch ist, umso bedeutsamer wird die Erschließung klimaschonender Angebotspotenziale und damit auch von CCS.

Ein direkter Zusammenhang zwischen der Entwicklung der beiden Lernraten in Bezug auf eine Umsetzung der CCS-Option ist im Modell MIND untersucht worden. Abb. 1-3 zeigt die von MIND berechnete Menge an gespeichertem Kohlenstoff in Gigatonnen in Abhängigkeit von der Lernrate der REG sowie den anfänglichen Kosten für einen Zubau von REG: Eine niedrige Lernrate bzw. hohe anfängliche Kosten charakterisieren eine im Vergleich zu CCS vergleichsweise spät zum Zuge kommende Entwicklung von REG; daher nimmt in diesem Fall die Menge an sequestriertem CO₂ spürbar zu. Ein Bereich hoher Sensitivität findet sich insbesondere für vergleichsweise niedrige Anfangskosten der REG bei hohen Lernraten.

gung bzw. hoher Sensitivität ziehen kleine Änderungen der Parameter große Änderungen der Menge an sequestriertem CO₂ bzw. der Kosten nach sich.

⁵⁰ Auf Basis technologischer Lösungen, deren Anwendbarkeit bereits bewiesen ist, können nahezu sicher bis zu 200 GtC sequestriert werden, und wahrscheinlich bis zu 2000 GtC (IPCC 2005). Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den Speicherpotenzialen erfolgt in Kapitel 7.

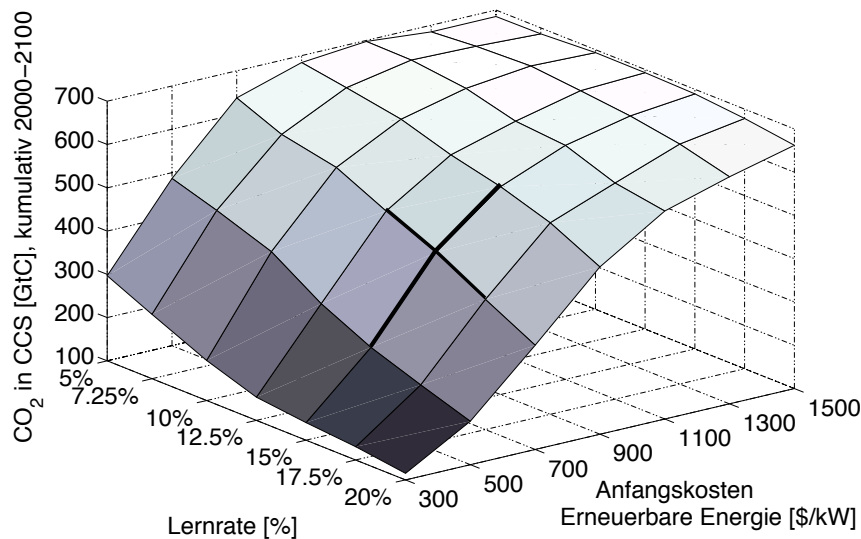


Abb. 15-3 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Lernrate und den anfänglichen Investitionskosten der REG (Eigene Berechnungen).

Neben Lernraten und anfänglichen Investitionskosten wird technologischer Fortschritt auch durch die Höhe der floor costs⁵¹ bestimmt: Je höher die floor costs der REG, desto langsamer können bei gegebenem Investitionsumfang die Kapazitäten der REG ausgebaut werden; um so größer ist folglich bei gegebenem Klimaschutzziel die Menge an sequestriertem CO₂ (siehe Abb. 1-4). Bei sehr hohen floor costs sinkt außerdem das Potenzial des technologischen Fortschritts; der Beitrag von CCS ist daher dann nicht mehr sensitiv gegenüber der Lernrate.

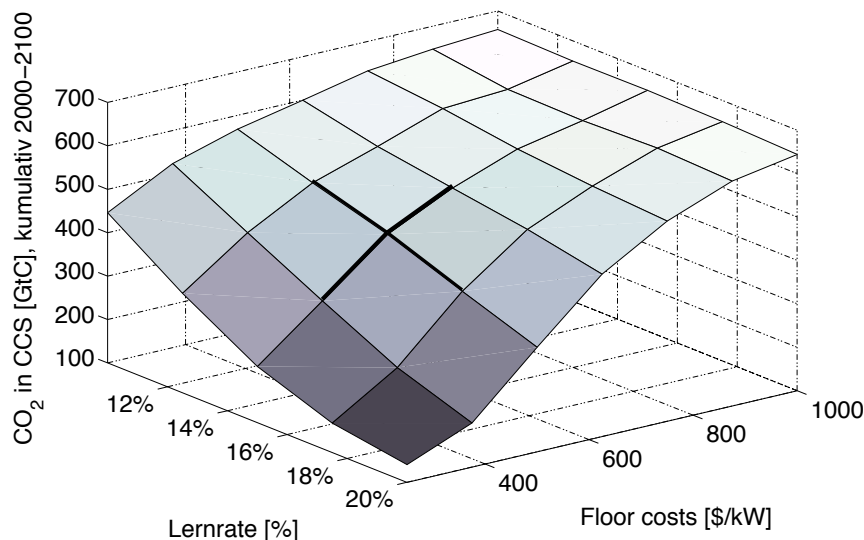
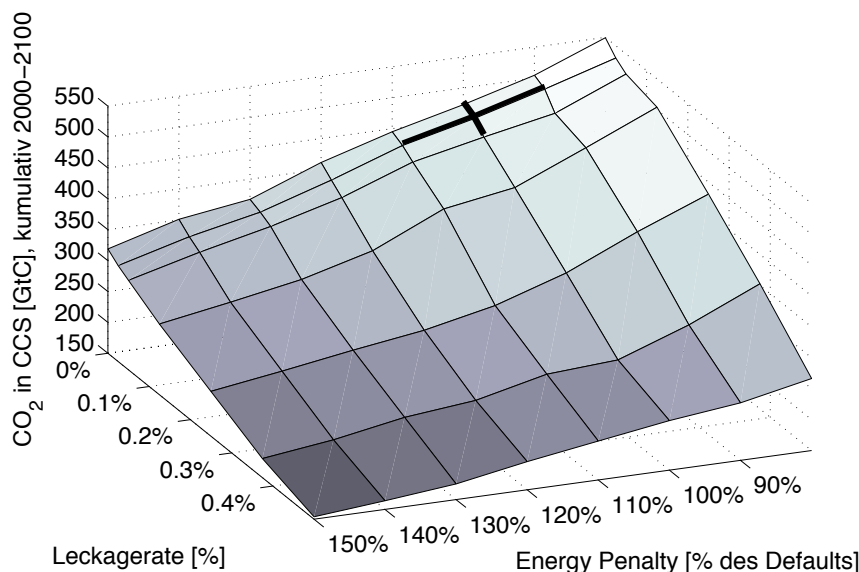


Abb. 15-4 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von Lernrate und floor costs (Eigene Berechnungen).

⁵¹ Floor costs bezeichnen diejenigen Kosten, die durch Lernprozesse *nicht* vermindert werden können, etwa spezifischer Materialverbrauch; im Gegensatz dazu fallen anfängliche Forschungskosten bei zunehmender Anwendung einer Technologie immer weniger ins Gewicht.

Nur unter der Voraussetzung, dass die prognostizierten **Leckageraten** von weit unter 1 % pro Jahr auch tatsächlich eingehalten werden, kann CCS in Hinblick auf den Klimaschutz volkswirtschaftlich effizient eingesetzt werden.⁵² Gemäß derzeitiger Schätzungen ist diese Voraussetzung erfüllbar: Wahrscheinlich verbleiben nach einer Speicherzeit von 1000 Jahren über 99% des sequestrierten CO₂ in der Lagerstätte (IPCC 2005). CO₂ sollte aus geschlossenen geologischen Formationen durch Diffusionsprozesse erst nach mehreren tausend Jahren in signifikanten Mengen an die Oberfläche treten, doch können messbare Leckagen bereits früher auftreten, z.B. durch unerwartete Gesteinsverwerfungen.⁵³ Die hier vorgelegte Sensitivitätsstudie macht keine Aussagen über die Wahrscheinlichkeit von Leckageraten, sondern zeigt lediglich, wie hohe Leckageraten das Gesamtergebnis beeinflussen.

Abb. 1-5 dokumentiert, wie die Gesamtmenge von verpresstem CO₂, zum einen von der Leckagerate abhängt, zum anderen von der so genannten Energy Penalty⁵⁴; sie beschreibt den Effekt, dass wegen des Eigenbedarfs der CCS-Technologie die technische Effizienz eines Kraftwerks absinkt, wenn sie eine Komponente zum Einfangen und Sequestrieren von CCS enthält.⁵⁵ Je niedriger die aus den geologischen Formationen entweichende Menge an CO₂ ist und je günstiger die Energy Penalty ausfällt, desto kostengünstiger und wirkungsvoller ist der Einsatz von CCS. Es zeigt sich außerdem, dass die Leckagerate insbesondere für eine niedrige Energy Penalty einen durchaus sensiblen Einfluss auf die Nutzung von CCS hat.



⁵² Bei einer jährlichen Leckagerate von 1% verbliebe nach 50 Jahren nur noch rund 60% der eingespeicherten Menge im Speicher, während nach 100 Jahren schon etwa zwei Drittel der ursprünglich eingelagerten Menge wieder freigesetzt sein würden.

⁵³ Neben Gesteinsschichten werden auch noch andere Lagerorte, z.B. die Ozeane, diskutiert. Geologische Formationen spielen aber in der allgemeinen Diskussion die dominierende Rolle.

⁵⁴ Energy penalty bezeichnet den zusätzlichen Energieaufwand, den die CCS-Technologie benötigt. 100% bezeichnet einen Referenzwert (engl. default).

⁵⁵ Der Standardwert ist als 100% normiert. Werte < 100% bezeichnen eine niedrigere Energy Penalty, d.h. einen geringeren Effizienzverlust.

Abb. 15-5 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Leckagerate und der Energy Penalty auf die optimale Menge des zu sequestrierenden CO₂ (Eigene Berechnungen).

Für das Kostensenkungspotenzial ergibt sich folgendes Ergebnis: Bei Annahme einer durchschnittlichen Lernrate von 15 % für erneuerbare Energien und einer jährlichen Leckagerate von 0,05 % des eingelagerten CO₂ zeigt sich, dass für die Begrenzung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf unter 450 ppm nur mit einem relativen Verlust von 0,6 % des globalen Bruttosozialprodukts gegenüber dem business-as-usual-Pfad gerechnet werden muss, wobei ca. 456 GtC eingefangen und sequestriert werden.

Mit zunehmender Nutzung sinken die relativen Kosten von CCS. Im Vergleich zu Varianten mit geringeren Lernraten wird deutlich mehr CO₂ eingelagert. Eine steigende Effizienz der Investitionen in CCS (hervorgerufen durch Lernkurveneffekte und abnehmende Höhe der Energy Penalty) lässt die kumulierte Menge an CCS steigen, bis der technische Fortschritt ausgeschöpft ist und keine weiteren nennenswerten Senkungen der volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes zu erreichen sind. Dies zeigt, dass CCS bestenfalls eine Brücke von einem fossilen zu einem emissionsfreien Energiesystem sein kann.

Auch die **Diskontrate** spielt in Modellen zur Berechnung von Klimaschutzstrategien eine wichtige Rolle, da sie für die Bestimmung der Emissionsminderungsziele entscheidend ist. Je höher die Diskontrate, um so mehr wird in der Gegenwart konsumiert und umso weniger wird investiert, was bedeutet, dass die Kosten des Klimaschutzes stärker in die Zukunft verlagert werden – und damit auch die Emissionsminderungen.

Die Höhe der Diskontrate hat einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Wahl der Vermeidungsoptionen: Bei einer hohen Diskontrate kommt CCS stärker zum Zuge, und es wird zugleich die Phase der stärkeren Nutzung der REG weiter in die Zukunft verlagert. Der Grund liegt darin, dass in diesem Fall die heute zu tätigen Investitionen in die REG und damit die Kosten des Umbaus des Energiesystems in die Zukunft verlagert werden, weil sie bei hoher Diskontrate in der Zukunft günstiger ausfallen; die dann implizit präferierte längere Nutzung der fossilen Energieträger kann mit den angenommenen Klimaschutzziele unter entsprechenden Kostenverhältnissen nur noch vereinbart werden, wenn CCS stärker genutzt wird.

Die Einführung und Förderung der REG (und die Erhöhung der Energieeffizienz, die nicht expliziter Gegenstand dieses Berichtes ist) bleiben unumgänglich, besonders wenn man begrenzte geologische Speicherpotenziale für CO₂ und Leckageraten in relevanter Höhe unterstellt. Investitionen in CCS können den Übergang zu einer emissionsfreien Energieversorgung dann erleichtern, wenn sich der derzeitige Verlauf der Marktentwicklung und der Kostensenkung von REG deutlich verlangsamen und CCS-Technologien die derzeit kalkulierten Ergebnisse dagegen sehr rasch erreichen. Sind beide Optionen ökonomisch etwa gleich erfolgreich, so wird es insbesondere von der Höhe erfolgreicher Effizienzsteigerungen abhängen, wie stark beide optionale Angebote nachgefragt werden.

15.2.2 Die Kosten der Exploration und Extraktion von fossilen Energieträgern

Bislang wenig Beachtung findet die Rolle der Verfügbarkeit fossiler Ressourcen bei der Bestimmung der Opportunitätskosten des Klimaschutzes und speziell von CCS. Die Opportunitätskosten des Klimaschutzes steigen, je mehr fossile Ressourcenbestände (Kohle, Öl und Gas) zum Zeitpunkt der Einführung einer spürbaren Klimaschutzpolitik vorhanden sind.

Denn der Klimaschutz entwertet die fossilen Ressourcenbestände und den gesamten Kapitalstock, der im fossilen Ressourcensektor gebunden ist. Durch den Klimaschutz kann ein Großteil der Ressourcenbestände, die im business-as-usual-Szenario ökonomisch nutzbar waren, nicht mehr genutzt werden.

Dieser Effekt wird verstärkt, je schneller der technische Fortschritt im Extraktions- und Explorationssektor neue fossile Ressourcenbestände zugänglich macht. Zeigt der technische Fortschritt im Bereich der Exploration und Extraktion eine hohe Dynamik – und dies ist empirisch der Fall (Rogner 1997) – wird CCS relativ stark genutzt, um die fossilen Ressourcen auch unter den Bedingungen eines ambitionierten Klimaschutzes nutzen zu können. Da die Beschreibung der Fortschritte in Extraktion und Exploration sowie der damit verbundenen Kosten im Detail derzeit umstritten ist, sollen Auswirkungen der Unsicherheit durch die folgende Szenarienanalyse untersucht werden.

Doch zunächst ist zu klären, was unter Ressourcen zu verstehen ist. Ressourcen bezeichnen die (physikalische) Gesamtheit vorhandener Rohstoffe. Reserven sind dagegen die beim Stand der heutigen Technik und Preise erreichbaren Vorkommen (Rogner 1997). Ändern sich die technischen Möglichkeiten und die damit verbundenen Kosten, werden Ressourcen zu Reserven: Steigende Kosten führen zu einer verstärkten Bemühung, neue Ressourcen zu erschließen und als Reserven nutzbar zu machen.

Das Konzept der **Rogner-Kurve** gibt die Trennung zwischen Ressourcen und Reserven auf; sie beschreibt die Extraktionskosten in Abhängigkeit von der bisher extrahierten Menge. Die Dynamik des Kostenanstiegs hängt von drei Aspekten ab: Erstens den Extraktionskosten selbst, zweitens den Substitutionsmöglichkeiten zwischen den verschiedenen fossilen Energieträgern und drittens dem technischen Fortschritt (Rogner 1997, Leggett 2005).

Die Rogner-Kurve kann wie folgt verstanden werden: Der Erschließung neuer Ressourcen wirkt die Ausschöpfung der vorhandenen entgegen, und die Ausschöpfung zieht steigende Abbaukosten nach sich, je mehr Einheiten einer Ressource bereits abgebaut worden sind. Im Idealfall ist der Kostenanstieg monoton (siehe Abb. 1-6, Rogner 1997). Unsicherheiten über den Verlauf dieser Kurve werden durch charakteristische Parameter beschrieben: χ_3 repräsentiert die Ressourcenbasis; χ_4 beschreibt, ob der Kostenanstieg bereits frühzeitig spürbar ist (kleiner Wert) oder erst spät deutlich einsetzt (hoher Wert).⁵⁶

⁵⁶ Wird beispielsweise $\chi_4=1$ gewählt, ist die Rogner-Kurve eine lineare Funktion, d.h. eine Gerade, während durch $\chi_4=2$ die Rogner-Kurve einen quadratischen Verlauf erhält; die Kosten bleiben im quadratischen Fall solange geringer als im linearen Fall, bis die Menge χ_3 extrahiert worden ist. Darüber werden durch die quadratische Funktion höhere Kosten beschrieben. Durch Wahl größerer Werte für χ_4 (z.B. $\chi_4=3$, kubisch) wird der Effekt verstärkt.

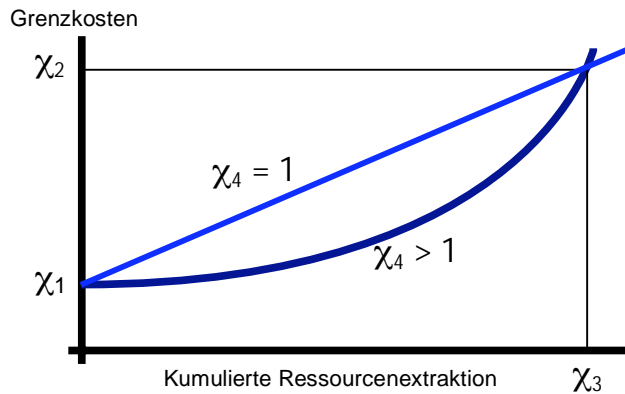


Abb. 15-6 Rogner-Kurve: Grenzkosten der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion in stilisierter Form (basierend auf Nordhaus und Boyer 2000).

Abb. 1-7 zeigt, dass die Kosten des Klimaschutzes zunehmen, je mehr fossile Ressourcenbestände vorhanden sind, beispielsweise durch intensivierte Exploration. In Abb. 1-7 sind die Kosten des Klimaschutzes in Abhängigkeit von der zur Verfügung stehenden Ressourcenbasis χ_3 und dem Parameter für χ_4 aufgeführt. Erhöhen sich die Kosten der Extraktion erst relativ spät, so steigen damit auch die volkswirtschaftlichen Kosten von CCS für den gesamten Zeitraum an. Der Grund liegt darin, dass bei einem späten Anstieg der Extraktionskosten im business-as-usual-Fall vergleichsweise große Mengen kostengünstiger fossiler Energieträger zur Verfügung stünden und auch eingesetzt würden, was dann im Klimaschutzfall nicht mehr möglich ist. Daher ergeben sich höhere Opportunitätskosten des Klimaschutzes. Unter der Voraussetzung hohen technischen Fortschritts im Extraktionssektor ist die Lücke der zu reduzierenden Emissionen relativ groß, die wegen des starken Einsatzes fossiler Ressourcen zwischen dem business-as-usual und dem Klimaschutzfall entsteht. Daher wird CCS besonders stark genutzt, um das Klimaziel überhaupt zu erreichen (siehe Abb. 1-9).

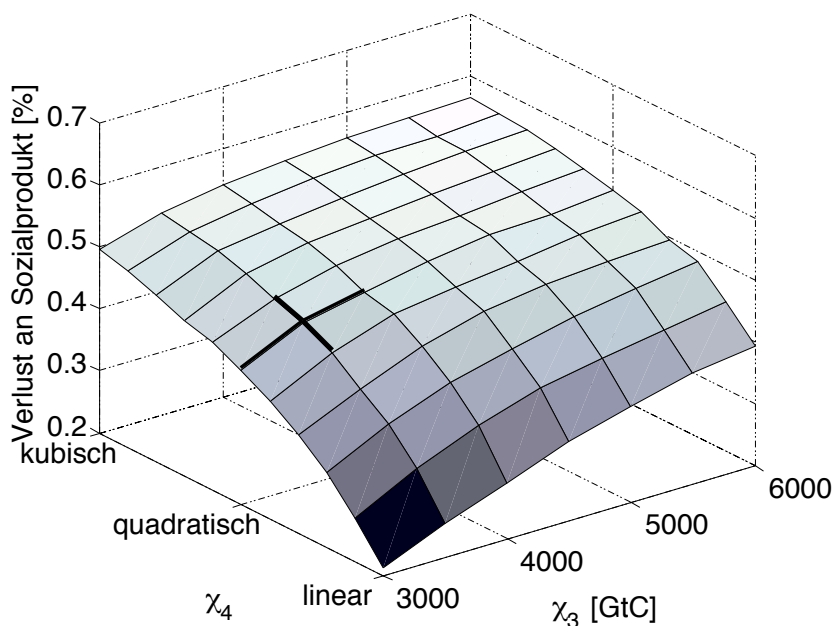


Abb. 15-7 Kosten des Klimaschutzes als prozentualer Verlust vom Weltsozialprodukt in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4) (Eigene Berechnungen).

Die Ressourcenbasis wird im Augenblick für die fossilen Energieträger zwischen 3500 und 6500 GtC geschätzt (WEC 2000), deren Umwandlung in CO₂ eine Begrenzung des Klimawandels unmöglich machen würde; nicht die fossilen Ressourcen wären der limitierende Faktor der fossilen Energienutzung, sondern das Klimasystem. Ökonomisch ausgedrückt: die Weltwirtschaft hat kein Ressourcen-, sondern ein Senkenproblem.

In diesem Zusammenhang ist zu bemerken, dass die Bedeutung der Kohle gegenüber Erdöl zukünftig zunehmen dürfte, da die Extraktionskosten im Falle von Kohle und Erdgas langsamer ansteigen – und daher auch die Möglichkeiten der Substitution zwischen Kohle und Erdgas. Damit wird vermutlich auch die Bedeutung von CCS zunehmen.

In der Debatte um die so genannten Peak Oil Szenarien geht es ökonomisch betrachtet nicht primär um die Frage, wann das Extraktionsmaximum erreicht wird, sondern zu welchen Kosten Öl durch Kohle und Gas ersetzt werden kann. Hier sind die Unsicherheiten enorm. Daher wurden hier vier zusätzliche Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen über den Verlauf der Rogner-Kurve gerechnet (siehe Abb. 1-8 und Abb. 1-9):⁵⁷ In drei „Peak Oil“ Szenarien („Peak Oil (a)/(b)“, „Tar Sands“) wird davon ausgegangen, dass sich Öl nur unter enorm hohen Kosten durch Kohle und Gas substituieren lässt. Im vierten Szenario, das ebenso Plausibilität beanspruchen kann, und das von Nordhaus in seinen Abschätzungen zugrunde gelegt wird (Nordhaus und Boyer 2000), sind die langfristigen Kosten der Substitution eher gering. Die Abschätzung dieser hier unterschiedlich angesetzten Rogner-Kurven vor allem aus Bottom-up Modellen kann als eine der wichtigsten Forschungsaufgaben gelten, da von diesen die ökonomische Vorteilhaftigkeit von CCS im Rahmen des Klimaschutzes entscheidend abhängt.

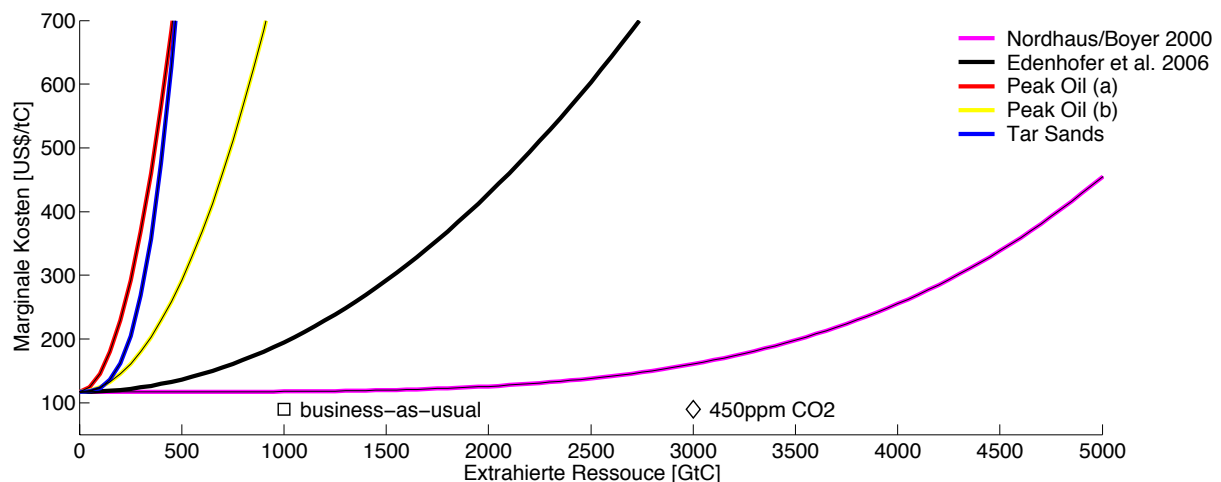


Abb. 15-8 Marginale Kosten (Grenzkosten) der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion für die im Text beschriebenen Szenarien.

Sinken nun die Kosten der fossilen Extraktion durch Lernkurveneffekte, so erweitert sich der Anteil der verfügbaren Reserven an der Ressourcenbasis. Je geringer die Kosten der Exploration und Extraktion sind, umso mehr CO₂ wird im Verlauf des nächsten Jahrhunderts

⁵⁷ Nordhaus/Boyer 2000: $\chi_3 = 6000$ GtC, $\chi_4 = 4$. Edenhofer et al. 2006: $\chi_3 = 3000$ GtC, $\chi_4 = 2$. Peak Oil (a) : $\chi_3 = 500$ GtC, $\chi_4 = 2$. Peak Oil (b): $\chi_3 = 1000$ GtC, $\chi_4 = 2$. Tar Sands: $\chi_3 = 500$ GtC, $\chi_4 = 3$. In allen Szenarien: $\chi_1 = 113$ US\$/tC und $\chi_2 = 700$ US\$/tC.

ration und Extraktion sind, umso mehr CO₂ wird im Verlauf des nächsten Jahrhunderts sequestriert werden (Abb. 1-9).

Diese Lernkurveneffekte und sinkende Kosten bedeuten allerdings nicht etwa abnehmende Preise für fossile Rohstoffe, sondern eine Abflachung des generellen Preisanstiegs (anhand von Abb. 1-8 kann man sich dies als Wechsel zu einer Kurve mit flacherem Anstieg vorstellen).

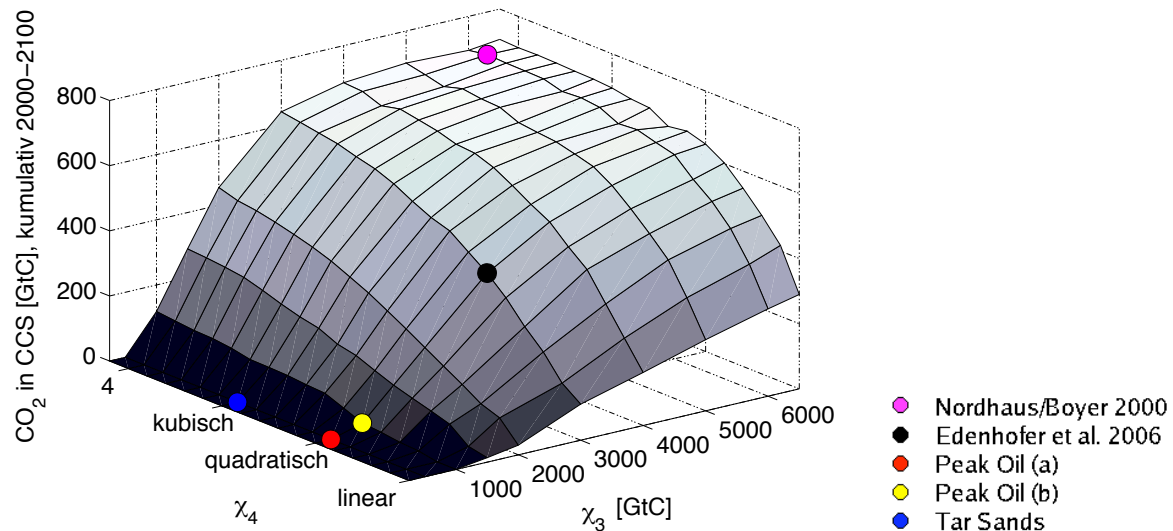


Abb. 15-9 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4). Farbige Punkte markieren die im Haupttext diskutierten Szenarien. Peak Oil (a) und (b) sowie Tar Sands bezeichnen Peak Oil-Szenarien mit geringfügig unterschiedlicher Parameterwahl. Im Falle von Tar Sands wird der Abbau von Teersanden angenommen (Eigene Berechnungen).

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der technische Fortschritt in der fossilen Exploration und Extraktion den Klimaschutz teurer macht (vgl. Abb. 1-7). Paradoxerweise reagieren die Energiemärkte auf steigende Preise fossiler Primärenergieträger nicht ausschließlich mit Investitionen in REG: Die Preise bieten vielmehr auch einen Anreiz, in die Extraktion und Exploration bisher weitgehend ungenutzter fossiler emissionsintensiver Ressourcen (so genannte unkonventionelle Ressourcen) zu investieren.⁵⁸ Dieser Effekt lässt sich zur Zeit beobachten: der hohe Ölpreis stimuliert den Abbau von Ölsanden und Ölschiefer in Alberta, die bei einem Preis von ca. 80 \$ pro Barrel in großem Maßstab abgebaut werden können (Economist 2006). Die fossilen Ressourcenbestände erfahren also durch den hohen Öl- und Gaspreis eine starke ökonomische Aufwertung in dem Maße, in dem neue Vorkommen entdeckt werden: durch den dann einsetzenden technischen Fortschritt werden fossile Brennstoffe noch so lange wettbewerbsfähig sein, bis schließlich die Kosten der fossilen Energieträger die Kosten der REG erreichen.

⁵⁸ Begrenzende Faktoren der Nutzung unkonventioneller Ressourcen sind die gesellschaftliche Akzeptanz einerseits, die z. B. bei der Nutzung von Ölsanden in Kanada sowie bei Ölschiefern in den USA aufgrund des immensen Naturverbrauchs ein bestimmendes Moment werden dürfte, andererseits die Größenordnung, die im Zeitablauf erreicht werden kann: Die großmaßstäbliche Bereitstellung von aus unkonventionellen Quellen gewonnenen Energieträgern dauert Jahre und kann nicht beliebig gesteigert werden (Economist 2006).

Diese Situation wird sich aber ohne Klimaschutzpolitik (und bei einer insbesondere dann stärkeren Fokussierung auf Kohle) erst zu Beginn des 22. Jahrhunderts ergeben (eigene Berechnungen). Der dann einsetzende Umbau des Energiesystems kommt viel zu spät, um relevante Klimaszutzziele zu erreichen, da die sozialen Kosten der Nutzung fossiler Energieträger – das heißt die Kosten eines destabilisierten Klimas – ohne eine ambitionierte globale Klimaschutzpolitik nicht vorher internalisiert werden.

Allerdings kann in den vergangenen Jahren auf Seiten der Energiewirtschaft partiell ein Umdenken beobachtet werden: Induziert durch hohe Öl- und Gaspreise erhalten neben dem verstärkten Bemühen um die Förderung unkonventioneller Ressourcen auch Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien einen deutlichen Schub (Leggett 2005).

Die steigenden Kosten des Klimaschutzes durch technischen Fortschritt in der Exploration und Extraktion fossiler Ressourcen können gemildert werden, wenn CCS in relativ starkem Umfang zum Einsatz kommt. Die Zeit arbeitet für CCS: je länger es dauert, bis es zu einem internationalen Klimaschutzabkommen kommt, und je länger die fossilen Energieträger massiv eingesetzt werden und Lerneffekte realisieren, desto wahrscheinlicher wird der großskalige Einsatz von CCS.

Kommt es innerhalb der nächsten Jahre oder Jahrzehnte zu einer strukturellen Begrenzung der Förderbarkeit konventioneller fossiler Energieträger und damit zu einem dauerhaften Preisanstieg, werden unterschiedliche Substitutionsprozesse einsetzen. Gerade diese Art von Substitutionsdynamik im Zeitverlauf und ihr Gesamtergebnis sind bisher noch unzureichend untersucht. Insgesamt wird bei der Analyse deutlich, dass die zeitliche Entwicklung der Nutzung verschiedener Energieträger noch mit Unsicherheiten behaftet ist; im folgenden Abschnitt werden in diesem Zusammenhang Auswirkungen unterschiedlicher Zeitpunkte der Verfügbarkeit von CCS betrachtet.

15.2.3 Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit der CCS-Technologie

In der Diskussion um die Vorteilhaftigkeit von CCS spielt der Zeitpunkt der Verfügbarkeit eine große Rolle. So wird von manchen Kritikern behauptet, wenn die CCS Option nicht innerhalb der nächsten Dekade in großskaligem Maßstab zur Verfügung stehe, sei ihre Nutzung aus volkswirtschaftlicher Perspektive nicht weiter lohnend. Dieses Argument verdient eine eingehendere Prüfung.

Die Simulationsexperimente zeigen, dass sich die Nutzung von CCS auch dann lohnt, falls sich die Einführung von CCS um Dekaden verzögert – auch wenn die kumulierte Menge an CCS für das 21. Jahrhundert deutlich abnimmt, sollte die Technologie erst ab 2050 zur Verfügung stehen (vgl. Abb. 1-10). Entsprechend steigen die durch die Kosten des Klimaschutzes bewirkten diskontierten Konsumverluste (vgl. Abb. 1-11), denn das Kostensenkungspotenzial von CCS für den Klimaschutz ist in den nächsten vier Dekaden am größten. Allerdings verändert eine spätere Verfügbarkeit der CCS-Option weder die kumulierten Menge der reduzierten Emissionen noch den Zeitpfad der Reduktion entscheidend (vgl. Abb. 1-12).

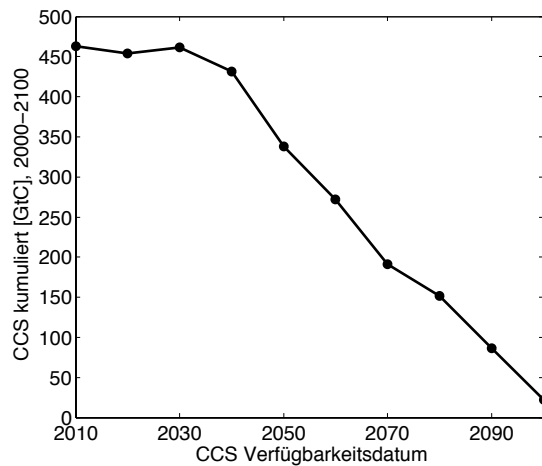


Abb. 15-10 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie (Eigene Berechnungen).

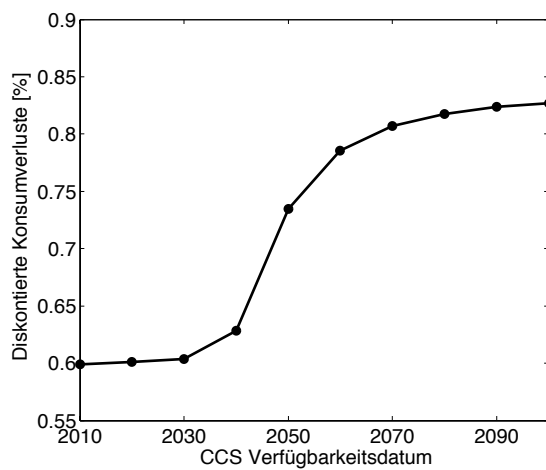


Abb. 15-11 Diskontierte Konsumverluste in %, die durch die Kosten des Klimaschutzes entstehen, in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie (Eigene Berechnungen).

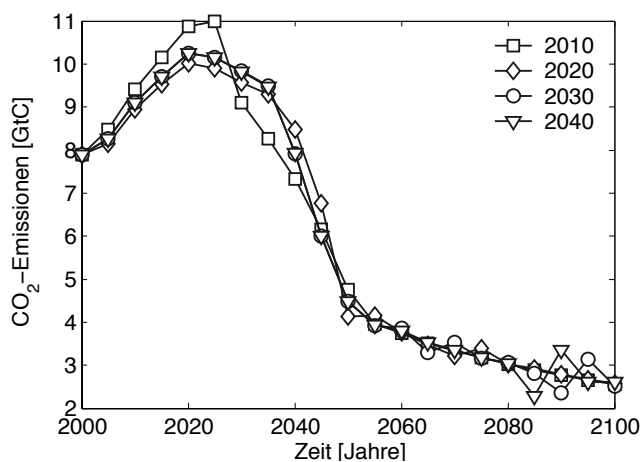


Abb. 15-12 CO₂-Emissionspfade bei unterschiedlichen Zeitpunkten der Verfügbarkeit von CCS (Eigene Berechnungen).

Die Ergebnisse können wie folgt erklärt werden: Wenn CCS erst mit Verzögerung zu Verfügung steht, ist es aus heutiger Sicht lohnender, von Beginn an die Förderung der REG zu

forcieren. Denn nach 2050 steigen die Kosten der Extraktion der fossilen Energieträger stark an, was eine ausgiebige Nutzung von CCS nach 2050 weniger attraktiv werden lässt; in Folge der Kostensteigerung der fossilen Energieträger steigen die Opportunitätskosten des Klimaschutzes bei unveränderten Annahmen über die Lernkurven der REG in den ersten vier Jahrzehnten am stärksten, wenn die CCS-Option nicht zur Verfügung steht.

Insgesamt besteht der Beitrag von CCS zur Umsetzung einer ambitionierten Klimapolitik darin, unabhängig vom Zeitpunkt einer großskaligen Markteinführung die Kosten zu verringern. Je nachdem ob CCS nun früher oder später implementiert würde, fallen diese Kostenreduktionen unterschiedlich hoch aus.

15.3 Anforderungen an einen institutionellen Rahmen für CCS

Die Einführung und Umsetzung einer Klimaschutzoption ist mit weit reichenden Konsequenzen institutioneller Natur verbunden. Dabei sind einerseits die für CCS spezifischen Kosten und Risiken zu beachten, andererseits aber auch die Möglichkeit, CCS als zusätzliche Klimaschutzoption in ein Portfolio bereits bestehender ordnungspolitischer Instrumente zu integrieren.

Im Folgenden werden verschiedene Aspekte identifiziert und erörtert, die im Rahmen einer Regulierung von CCS berücksichtigt werden müssen. Ausgangspunkt ist dabei, welche Folgerungen sich aus den Modellergebnissen des vorigen Abschnitts für die Diskussion zwischen „Cap and trade“-System und Technologieprotokoll als übergeordneter Herangehensweise an Klimaschutzvereinbarungen ziehen lassen. Anschließend sollen kritische rechtliche Aspekte einer institutionellen Regelung von CCS herausgearbeitet werden, ergänzt durch einen exemplarischen Überblick der bestehenden Regelungen in den USA, Japan, der EU und Deutschland. Anschließend werden internationale Herausforderungen an einen institutionellen Rahmen skizziert, die die Ergebnisse der ökonomischen Analyse in Abschnitt 1.2 aufnehmen und auf einen geeigneten Einbau in das internationale Klimaregime zielen.

Die Entwicklung eines geeigneten institutionellen Rahmens ist Herausforderungen auf mehreren Ebenen ausgesetzt:

- Zeitliche Dimension: Der langfristige Zeithorizont von CCS verlangt besondere Beachtung; der Umgang mit Folgen von Leakage muss über weit mehr als einige Jahrzehnte geregelt sein.
- Räumliche Dimension: Lokale Risiken (etwa für Ökosysteme in der Nähe einer Speicherstätte) und globale Auswirkungen (d.h. die mögliche Gefährdung von Klimaschutzziele durch Leakage aus Speichern) sind geeignet zu erfassen.
- Inhaltliche Dimension: Neue Konzepte sind erforderlich, um CCS sinnvoll in das globale Klimaschutzregime einzubetten. Lokale Risiken müssen dagegen in bestehende Regelungssysteme eingebettet werden.

Am Rande sei bemerkt, dass die Implementierung eines institutionellen Rahmens auf die Zustimmung demokratischer Souveräne angewiesen ist; die öffentliche Wahrnehmung von CCS darf daher nicht außer Acht gelassen werden. Derzeit wird CCS in der Öffentlichkeit zwar mit Skepsis bedacht, insbesondere im direkten Vergleich zu anderen Klimaschutzoptio-

nen, allerdings besteht ein großes Informationsdefizit (IPCC 2005), so dass eine vertiefende Information und Diskussion der Option CCS in der Öffentlichkeit ratsam scheint.

15.3.1 Die Basis eines institutionellen Rahmens: „Cap and trade“ versus Technologieprotokoll

Die Modellergebnisse verweisen auf ein zentrales Dilemma der gegenwärtigen Klimaschutzpolitik: Die REG sind die zentrale Option, auf Dauer eine emissionsarme Energieversorgung zu ermöglichen, und CCS wird als eine Option angesehen, um die Kosten des Übergangs zu senken (siehe auch Bauer 2005). Die Kostensenkungspotenziale beider Optionen werden aber erst realisiert, wenn es zu ausreichenden Investitionen kommt. Diese Investitionen werden jedoch nicht getätigt, wenn die Zertifikatspreise für Emissionsrechte nicht ansteigen. Die Zertifikatspreise können aber nicht steigen, wenn es nicht zu weiter gehenden Emissionsvereinbarungen kommt. Diese Vereinbarungen werden hinausgezögert, weil die Vertragsstaaten meinen, Klimaschutz sei teuer; andererseits können seine Kosten nicht gesenkt werden, wenn nicht investiert wird.

Steigt darüber hinaus der Ölpreis, wenn auch nur vorübergehend, so werden damit Investitionen in den Sektor der Ressourcenextraktion gelenkt, mit denen die verfügbaren Reserven vergrößert werden können, wodurch die volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes weiter steigen.

Es sind wohl genau diese Zusammenhänge, die hinter der Debatte um ein Technologieprotokoll auf der einen Seite und ein „cap and trade“-System auf der anderen Seite stehen: Die Vertreter von Technologieprotokollen erwarten nicht, dass multilaterale Abkommen früh genug kommen, um eine hinreichend schnelle Entwicklung emissionsarmer Energietechnologien zu ermöglichen. Die Entwicklung dieser Technologien ist jedoch nötig, um die Kosten des Klimaschutzes innerhalb vertretbarer Grenzen zu halten.

Auf der anderen Seite können die Vertreter von „cap and trade“-Ansätzen für ihre Position geltend machen, dass es ohne Vorgaben für Emissionsminderungen keinen Anreiz gibt, CCS und REG in großem Maßstab einzuführen. Langfristig also kann ein Technologieprotokoll alleine keinen effektiven Klimaschutz garantieren. Eine Kombination von Technologieprotokoll und „cap and trade“ könnte durchaus eine Möglichkeit bieten, Bewegung in die internationalen Klimaverhandlungen zu bringen. Zum Erfolg dieses Ansatzes könnte die Option CCS durch ihr kostensenkendes Potenzial beitragen; gleichzeitig erweist sich für CCS eine gezielte Technologieförderung dann als sinnvoll, da die Einführung von CCS innerhalb der nächsten Dekaden den höchsten volkswirtschaftlichen Gewinn nach sich zieht. Eine große Bedeutung kommt daher der Förderung von Pilotprojekten auch mit öffentlichen Mitteln zu – nicht nur für CCS, sondern auch für REG und Effizienzsteigerungen. In Kapitel 8.3.6 wird auf die Bedeutung von Pilotprojekten näher eingegangen.

15.3.2 Identifizierung kritischer rechtlicher Aspekte

Folgerungen aus dem Vorsorge- und Verursacherprinzip des Umweltrechts

Das Umweltrecht basiert auf grundlegenden Prinzipien, die als normative Richtschnur für die Regelung von CCS gelten können; sie finden auf deutscher, europäischer und internationaler Ebene – teils in unterschiedlicher Formulierung und Schwerpunktsetzung – Anwendung

(Kloepfer 2004).⁵⁹ Unter den Prinzipien ist in erster Linie das Vorsorge- sowie das Verursacher- und Gemeinlastprinzip für CCS von Bedeutung.

Das Vorsorgeprinzip fordert den Gesetzgeber zu präventivem Schutz auch vor potenziellen Gefahren in der Zukunft auf. Angesichts der Langfristigkeit der Speicherung von CO₂ und daraus erwachsender Folgewirkungen muss ein institutioneller Rahmen geeignete Regelungen für den Umgang mit künftigen Risiken definieren.

Konkret muss der rechtliche Rahmen für CCS also in der Lage sein, die Verantwortung und Haftung für künftige Risiken, insbesondere die Leckage von CO₂, über lange Zeiträume sicherzustellen: Schäden in der Speicherformation werden möglicherweise erst bekannt, wenn das für die Sequestrierung in die Lagerstätte verantwortliche Unternehmen nicht mehr existiert. Es dürfen keine Anreize gesetzt werden, die rechtliche und monetäre Verantwortung auf spätere Generationen zu verschieben. Geeignete Rahmensetzungen bestehen dafür global noch nicht (IPCC 2005).

In diesem Zusammenhang ist auch das Verursacherprinzip von Relevanz: Kosten von Umweltschäden werden grundsätzlich dem Verursacher zugerechnet; wenn dieser aber nicht festgestellt werden kann oder die Anwendung des Verursacherprinzips zu schweren wirtschaftlichen Störungen führen würde, muss die Allgemeinheit die Kosten nach dem *Gemeinlastprinzip* tragen. Für mögliche aus der Sequestrierung entstehende Schäden heißt das: Zu vermeiden sind Regelungen, die die Verantwortung für Risiken aus CCS von den durchführenden Unternehmen weg auf den Staat schieben; es besteht aber eine Letztverantwortung des Staats, insbesondere für den Fall, dass das Unternehmen zum Zeitpunkt auftretender Schäden nicht mehr besteht (siehe auch WBGU 2006).

Definition einer akzeptablen Leckagerate

Neben der unvermeidlichen langsamen Leckage aus CO₂-Speichern kann es aufgrund von Störfällen beim Einfangen, Transportieren und Speichern von CO₂ zum plötzlichen Austritt größerer Mengen von CO₂ kommen. Wegen des Risikos gravierender lokaler Schäden für Ökosysteme und die menschliche Gesundheit dürfen Grenzwerte nicht überschritten werden: Regelungen dafür können sich allerdings an vorhandene Regelungen anlagentechnischer Störfälle anschließen (IPCC 2005).

Die langsame, aber langfristig wirksame Leckagerate ist nur bis zu einem bestimmten Maximum akzeptierbar, da sie die globale Klimaschutzwirkung und mögliche damit erfüllte Emissionsminderungsverpflichtungen konterkariert. Die damit verbundenen Probleme und Lösungsvorschläge werden in Abschnitt 1.3.4 und 1.3.5 näher betrachtet.

Auswahl und Genehmigung der Lagerstätten

Die Auswahl der Lagerstätten muss gleichzeitig den Kriterien Sicherheit gegen Störfälle, geringer langfristiger Leckage und Kosteneffizienz genügen: Unternehmen werden dabei versuchen, einerseits die Kosten der Auswahl sicherer Lagerstätten zu externalisieren, zum anderen das Risiko des Ausgasens ebenfalls auf Dritte, z.B. den Staat, abzuwälzen.

⁵⁹ Für das Recht der Europäischen Union siehe Art. 174 II 2 EGV, eingeführt durch die Einheitliche Europäische Akte (1986). Die ausdrückliche Einführung in das deutsche Recht erfolgte durch Art. 34 des Einigungsvertrags (1990).

Im Sinne des Verursacherprinzips wird es darauf ankommen, Anreize für die Unternehmen zu schaffen, sichere Lagerstätten zu suchen und die Haftung für mögliche Leckagen zu übernehmen. Dabei sollten die Haftungsregelungen zugleich technischen Fortschritt in Richtung einer Vergrößerung der Sicherheit anstoßen (vgl. etwa Perrings 1989). Andererseits fordert das Gemeinlastprinzip, geeignete Regelungen für den möglichen Ausfall des Betreiberunternehmens zu treffen.

Überwachung und Kontrolle der Lagerstätten

Die Überwachung der Lagerstätten ist notwendig, um die Menge des gespeicherten CO₂ zu kontrollieren bzw. den durch Leckage entweichenden Anteil zu bestimmen und mögliche Sanktionen verhängen zu können. Neben der Frage, ob es technisch überhaupt möglich ist, Leckageraten in der Größenordnung von z.B. unter 0,1 % zu messen, ist der Zeitraum zu definieren, in dem die Überwachung erfolgen soll.

Für Zeiträume von etwa 30 Jahren existieren Vorschläge, diese Aufgabe von privaten Firmen übernehmen zu lassen (Wilson 2004). Aufgrund der prinzipiell über Jahrtausende zu sichernden CO₂-Einlagerung stellt sich die Frage, wie und durch wen – im Lichte des Vorsorge- und Verursacherprinzips – die langfristige Überwachung der Lagerung garantiert werden kann. Gegen eine alleinige Verantwortung der öffentlichen Hand spricht, dass dadurch eine Wettbewerbsverzerrung zu Ungunsten anderer Klimaschutzoptionen entstehen könnte (Dietrich und Bode 2005).

Zuweisung von Verantwortlichkeiten bzw. Haftung

Die im Zusammenhang mit CCS entstehenden Verantwortlichkeiten und Haftungsfragen lassen sich in drei Bereiche unterteilen⁶⁰:

- erstens die operationale Verantwortlichkeit und Haftung in Zusammenhang mit den in der Verfahrenskette notwendigen Prozessen,
- zweitens die in-situ Haftung für die bei einem Störfall entstehenden Schäden am lokalen Ökosystem oder Gesundheitsgefährdungen,
- drittens die Verantwortlichkeit für Leckagen mit Blick auf die Folgen für den Klimaschutz, auch um bereits bei Planung und Sequestrierung Anreize für die bestmögliche Lagerung zu erzeugen.

Der Umgang mit den ersten Bereichen kann zwar aus bestehenden Regelungen (beispielsweise der Sicherheit bei Herstellung, Transport und Lagerung von chemischen Produkten) weiterentwickelt werden, problematisch ist es allerdings, bezüglich der Abwägung von Verursacher- und Gemeinlastprinzip und damit der Aufteilung von Risiken zwischen Betreiberfirmen und Staat Einigkeit zu erzielen. Dagegen kann die Verantwortung für die Klimafolgen nicht ohne weiteres durch Weiterentwicklung bestehender Regelungen abgedeckt werden: Die potenziell langen Zeiträume zwischen einem Schaden und der den Schaden verursachenden Sequestrierung erschweren die Anwendung bestehender haftungsrechtlicher Regelungen, und die Verletzung individueller Rechtsgüter infolge der durch Leckage bewirkten negativen Wirkung für den Klimaschutz ist schwerlich nachweisbar (Dietrich und Bode 2005).

Die Regelung der Verantwortung ist außerdem der Herausforderung ausgesetzt, auf die Ausbreitung von Lagerstätten über Staatsgrenzen hinweg zu reagieren: Sequestriertes CO₂

⁶⁰ Für eine vertiefende Diskussion vgl. de Figueiredo et al. (2006).

kann gewollt oder – durch Leckage zwischen geologischen Formation – ungewollt Grenzen überschreiten (IPCC 2005); auch deswegen muss CCS in ein internationales Regelungssystem eingebunden werden. Bei der kontrovers diskutierten Einspeisung von CO₂ in internationale Gewässer verkompliziert sich das Problem weiter: Internationale Konventionen, insbesondere die Londoner Konvention zum Schutz der Meere von 1972, sind hier als erhebliche rechtliche Hürden einzubeziehen (IPCC 2005).

15.3.3 Relevante ordnungsrechtliche Vorschriften in ausgewählten Staaten und der EU

In diesem Abschnitt wird die existierende, für CCS relevante ordnungsrechtliche Situation in den USA, Japan, der Europäischen Union und Deutschland kurz zusammengefasst (vgl. Darstellung in Flachsland 2005, S. 165ff und Referenzen darin).⁶¹ Für die rechtliche Einordnung ist es relevant, dass die Sequestrierung von CO₂ abgesehen von ersten Pilotprojekten bisher immer als Teil eines industriellen Prozesses durchgeführt wurde und nicht aus Gründen des Klimaschutzes: Beispielsweise kann bei der Ölförderung CO₂ in die Lagerstätte gepresst werden, um die Ölausbeute zu verbessern (enhanced oil recovery). Aus diesem Grund und wegen der bei CCS angestrebten, die bisherigen Operationen um Größenordnungen übersteigenden Mengen und Lagerzeiträume lässt sich die geltende rechtliche Situation nicht auf zukünftige CCS-Projekte übertragen.⁶² Die Rechtslage ist daher teilweise noch ungeklärt und bedarf weiterer Untersuchungen.

USA

In den USA werden Abfallstoffe bereits seit den 30er Jahren des vergangenen Jahrhunderts in geologische Formationen sequestriert. Nach Problemen vor allem mit Verseuchungen des Trinkwassers wurde in den 80er Jahren von der Bundesbehörde EPA (Environmental Protection Agency) das so genannte UIC (Underground Injection Control) Programm erlassen. Diese bundesweite Regulierung haben 34 Staaten zusätzlich mit eigenen Vorschriften erweitert.

Kernpunkt des UIC ist die Klassifikation der für die Sequestrierung genutzten Bohrungen in verschiedene Kategorien. Dabei umfasst die erste Kategorie die Lagerung von Müll und Sondermüll in versiegelten Gesteinsformationen, die von den Trinkwasserreservoirs durch undurchlässige Schichten getrennt sind. Sie müssen den höchsten Sicherheitsstandards genügen und verursachen die höchsten Regulierungskosten. Die zweite Kategorie betrifft die Förderung und Sequestrierung von Substanzen im Rahmen der Energieproduktion (enhanced oil recovery). Für sie gelten vergleichbare Standards, wenngleich ihre Zulassung weniger streng gehandhabt wird. Die anderen Regulierungskategorien werden für reguläre CCS-Operationen voraussichtlich nicht relevant sein.

Die Vorschriften zum Bau von Transportleitungen besagen im Wesentlichen, dass der Bau einer Transportleitung einen so genannten Right of Way (ROW) voraussetzt. Über die Erteilung eines ROW wird von der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in Hinblick auf

⁶¹ Neben der ordnungsrechtlichen Situation ist die Behandlung von CCS im Rahmen des EU-Emissionshandels zu beachten. Dazu sei auf die Literatur (Dietrich und Bode 2005) verwiesen.

⁶² Die bei derzeitigen CCS Pilotprojekten (z.B. Weyburn, Sleipner, Ketzin) sequestrierten Mengen CO₂ sind um Größenordnungen kleiner, als dies bei großskaligen CCS Projekten mit dem Ziel ambitionierten Klimaschutzes der Fall wäre.

mögliche ökologische Folgen und das bestehende öffentliche Interesse an der jeweiligen Transportleitung entschieden.

Japan

Eine besondere Rolle unter den in der Entwicklung von CCS führenden Staaten nimmt Japan ein, weil dort aufgrund der geographischen und geologischen Situation die Einlagerung nicht in geologischen Formationen, sondern vorwiegend in den Ozeanen erfolgen könnte.⁶³

Ein besonderes damit verbundenes Problem ist die mögliche Beeinträchtigung der „biologischen Pumpe“ der Ozeane: es handelt sich dabei um die durch Phytoplankton erfolgende Bindung von atmosphärischem CO₂ an der Wasseroberfläche und den darauf folgenden Transport in tiefere Schichten. Gelangt verklapptes CO₂ wieder an die Oberfläche, so wird dort der pH-Wert erniedrigt, was eine Reduzierung der Pumpleistung zur Folge hat. Zudem sind die ökologischen Folgen von erhöhten CO₂-Konzentrationen in marinen Systemen weitgehend unbekannt (vgl. auch die ausführliche Darstellung in Kapitel xxx).

Europäische Union und Deutschland

Eine Regulierung von CCS würde wahrscheinlich auf Ebene des Europarechts erfolgen, zum einen wegen einer partiellen Zuständigkeit der EU für die Umweltpolitik der Gemeinschaft (gemäß Art. 174 EGV), zum anderen wegen der möglichen Grenzüberschreitung bei der Speicherung.

In der Richtlinie 96/61/EC wird eine Liste industrieller Anlagen, vornehmlich Punktquellen größerer Emissionen, beschrieben, die einer behördlichen Genehmigung bedürfen. Obwohl die für CCS benötigten Anlagen nicht in dieser Liste zu finden sind und gewisse Probleme hinsichtlich einer zukünftigen Aufnahme existieren, so wird zumindest deutlich, dass Anlagen dieser Art prinzipiell innerhalb des EU-Rechts genehmigungspflichtig sind.

Hinsichtlich möglicher Verschmutzung oder Verseuchung von Trinkwasser ist in der European Water Framework Directive festgeschrieben, dass Frischwasserreservoirs in keinsten Weise verunreinigt werden dürfen. Auch hier stellt sich die Frage, wie Risiken durch CCS in dieses Rahmenwerk integriert werden können.

Im geltenden europäischen Recht könnte das abgetrennte CO₂ entweder gar nicht als Abfall, als regulärer Abfall (waste) oder sogar als Sonderabfall (hazardous waste) deklariert werden. Bis jetzt ist zwar noch keine Einordnung erfolgt, eine Zuordnung zu einer der beiden Abfallgruppen erscheint allerdings wahrscheinlich. Eine Kategorisierung der Lagerung von CO₂ als Abfallentsorgung könnte die Einführung von CCS blockieren, da die unterirdische Lagerung von Stoffen, die nach der Deponierung physische, chemische oder biologische Veränderungen erfahren,⁶⁴ in der EU explizit untersagt ist. Weitere abfallrechtliche Probleme entstehen, falls der abgeschiedene CO₂-Strom mit als giftig deklarierten Substanzen (z.B. Schwermetallen) kontaminiert wäre.

Ergänzend zum Umweltrecht der EU sind nationale Gesetze zu beachten, darunter in Deutschland das Bundesberggesetz zur unterirdischen Lagerung natürlicher Gase, das

⁶³ Die im Abschnitt 8.3.2 erwähnte Londoner Konvention stellt die Umsetzung allerdings vor rechtliche Hindernisse.

⁶⁴ Im Fall von CO₂ könnten das zum Beispiel chemische Reaktionen mit anderen Stoffen oder Phasenveränderungen in Folge von zu erwartenden unterirdischen Migrationsprozessen sein.

Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz, das Wasserhaushaltsgesetz und das Bundesimmissionsgesetz.

Alle angeführten Gesetze beinhalten Überschneidungen bezüglich notwendiger Genehmigungen für CCS. Die Integration in bereits bestehende Regulatorien bringt also einige Probleme mit sich. Vermutlich würde CCS deshalb künftig innerhalb eines eigenen, speziell dafür zu erlassenden Rahmenwerks reguliert werden.

15.3.4 CCS im Rahmen des Kyoto-Protokolls

Ansätze globaler Regulierungen entstehen in erster Linie im Rahmen multilateraler Vereinbarungen. Für CCS ist dabei in erster Linie die UN-Klimarahmenkonvention und ihre Ausgestaltung durch das Kyoto-Protokoll relevant. Flexiblen marktorientierten Mechanismen (Zertifikatshandel, Joint Implementation und Clean Development Mechanism) kommt im Kyoto-Protokoll eine Schlüsselrolle zu, um die vereinbarten Emissionsreduzierungen kosteneffizient zu erreichen. CCS könnte als emissionsmindernde Maßnahme in die flexiblen Mechanismen einbezogen werden.

Derzeit ist CCS im Rahmen der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) nicht explizit vorgesehen. In der überarbeiteten Version der „IPCC Guidelines on National Greenhouse Gas Emission Inventories“, die noch 2006 erscheinen soll, werden allerdings erstmals Richtlinien zur Definition und Messung der durch CCS sequestrierten und gegebenenfalls wieder entweichenden Emissionen definiert.⁶⁵ CCS wird dabei als Technologie eingeordnet, die Emissionseinsparungen ermöglicht, die in den nationalen Treibhausgas-Inventaren zu berücksichtigen sind (Eggleston 2006).

Die mögliche Wanderung des gespeicherten CO₂ über Staatsgrenzen hinweg stellt eine Herausforderung dar, insbesondere wenn es zum CO₂-Fluss zwischen einem Annex B-Land und einem Nicht-Annex B-Land kommt (IPCC 2005). In den erwähnten Richtlinien wird Leakage aus Speichern dem Emissionsinventar desjenigen Staates zugerechnet, auf dessen Gebiet die Sequestrierung vorgenommen wurde (Eggleston 2006).

Schließlich schlagen sich derzeit noch bestehende technische Unsicherheiten in der Überwachung der Speicher und Messung der Leckageraten als Unsicherheiten in der Berechnung der Emissionsminderung nieder (IPCC 2005). Die Richtlinien sehen hierfür eine von Fall zu Fall zu spezifizierende Kombination aus Mess- und Modellierungsverfahren vor (Eggleston 2006).

Angesichts der Unsicherheiten über die Leakage-Raten spricht sich der WBGU dafür aus, sequestriertes CO₂ nicht im vollen Umfang als vermiedene Emission zu werten; neben regulativen Vereinbarungen wie einem festen Abschlag von der Emissionsmenge schlägt der WBGU marktwirtschaftliche Haftungsmechanismen vor, insbesondere das Instrument der Carbon Sequestration Bonds, die in Kapitel 8.3.5 vorgestellt werden (WBGU 2006).

Wird CCS als Vermeidungsoption ins Kyoto-Protokoll einbezogen, so können CCS-Projekte auch über die flexiblen Instrumente Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) abgewickelt werden. Eine Entscheidung dazu wird auf der kommenden Vertragsstaatenkonferenz der UNFCCC im November 2006 erwartet. In den zuständigen Gre-

⁶⁵ Dabei wird ausschließlich CCS mit geologischer Speicherung betrachtet.

mien wird im Vorfeld insbesondere die ökonomische Anreizwirkung der flexiblen Instrumente im Zusammenspiel mit CCS sowie die Frage nach der Aufteilung der langfristigen Haftung zwischen den beteiligten Staaten diskutiert (Wuppertal-Institut 2006).⁶⁶

15.3.5 Carbon Sequestration Bonds: Ein Vorschlag für die Regulierung der Verantwortung für CO₂-Speicherung

Bei der Regulierung von CCS käme es darauf an, kritische Unsicherheitsparameter systematisch in den institutionellen Rahmen mit einzubeziehen und Anreize zu schaffen, anhand derer sich die Optionen CCS und REG auf eine komplementäre Weise entwickeln und ergänzen können (vgl. Abschnitt 1.2.1).

In diesem Zusammenhang ist die besondere Eigenschaft von CCS, dass es sich *nicht* um eine so genannte Backstop-Technologie handelt, die langfristig und dauerhaft zur Lösung des Klimaproblems eingesetzt werden kann, weil die Lagerkapazitäten und die fossilen Ressourcenbestände beschränkt sind. Es handelt sich bei dieser Option um eine Technologie, die eine wichtige Brückenfunktion für den Übergang in eine durch REG und Energieeffizienz geprägte Energiewirtschaft darstellen kann. Diese Funktion dürfte um so wichtiger sein, je später oder langsamer das Kostensenkungspotenzial der REG mobilisiert werden kann.

Die Sicherheit der Speicher (d.h. die Leckagerate) stellt einen Unsicherheitsfaktor dar, der über den Emissionshandel des Kyoto-Protokolls hinaus eines eigenen Risikomanagements bedarf. Das Instrument **Carbon Sequestration Bonds** (im Folgenden: CSB, die Darstellung folgt im weiteren Edenhofer et al. 2004, siehe auch WBGU 2006) ist bislang der einzige Vorschlag dazu. Es setzt einen CO₂-Emissionshandel voraus bzw. modifiziert ihn und ist insofern mit dem marktorientierten Ansatz des derzeitigen Kyoto-Protokolls vereinbar. Das Instrument CSB versucht das Schlüsselproblem zu lösen, wie einerseits die Verwendung von Speichern mit niedriger Leckage gefördert und andererseits mit der verbleibenden Leckage und den Klimafolgen umgegangen werden kann.

Im Folgenden stellen wir die beiden Varianten und ihre jeweilige Wirkung auf die Speichersicherheit vor. Die Varianten schließen sich allerdings nicht aus, sondern könnten kombiniert werden. Im Anschluss argumentieren wir, dass öffentlich geförderte CCS-Pilotprojekte in beiden Fällen die Wirksamkeit des CSB-Systems und damit der globalen Regulierung verbessern: Indem Pilotprojekte die Verlässlichkeit von Informationen über CCS erhöhen, gleichen sie Marktverzerrungen aus, die andernfalls die Erfolgchancen des Instruments CSB mindern könnten.

Variante 1: CSB als Instrument zusätzlich zu Emissionsrechten

Die maximale Schadenshöhe bei Leckage von gespeichertem CO₂ lässt sich in monetären Größen ausgedrückt einfach ermitteln: Es ist die Menge von CO₂, das aus der geologischen Formation entweicht, multipliziert mit dem zum Zeitpunkt des Austritts herrschenden Zertifikatspreis der Emissionen. Entweicht CO₂ aus einer geologischen Formation, so wird die

⁶⁶ Einige Energiekonzerne (z.B. Shell, BP) setzen sich derzeit bereits aktiv für eine Einbindung von CCS in den CDM ein (PointCarbon 2006). Da aber noch große Unsicherheiten bezüglich der Risiken von CCS bestehen, kritisieren Umweltorganisationen, z.B. Greenpeace, die Einbindung von CCS in den CDM-Mechanismus, da auf diese Weise die Risiken in die Entwicklungsländer exportiert würden (vgl. Greenpeace 2005).

Atmosphäre als „Lager“ für das CO₂ genutzt; für diese Nutzung wurde aber kein Preis entrichtet. Darum müsste im Fall des Entweichens das Unternehmen für diese Nutzung der Atmosphäre ein Zertifikat kaufen.

Da die Menge an Zertifikaten nicht zunimmt, steigt der Zertifikatspreis. Damit wird den Investoren, Verbrauchern und Unternehmern signalisiert, dass die Nutzungsrechte der Atmosphäre knapper sind, als sie ursprünglich dachten.

Mit dieser Lösung allein wird man jedoch nicht verhindern, dass sich Unternehmen bei der Lagerung in geologischen Formationen spekulativ verhalten. Das Management eines Unternehmens könnte darauf spekulieren, dass das CO₂ erst entweicht, wenn das Unternehmen nicht mehr existiert, der Zertifikatspreis langfristig sogar sinkt oder sich längst ein anderes Management mit dem Schaden herumzuschlagen hat. Ist der Zeithorizont der Investoren und Manager kürzer als der vermutete Zeithorizont des Entweichens von CO₂ und die Risikobereitschaft hoch, so kann auch die Lagerung in weniger langzeitstabilen geologischen Formationen für die Investoren ein Geschäft sein, da das Risiko auf die späteren Generationen abgewälzt werden kann. Es kommt daher vor allem darauf an, im Voraus einen Anreiz dafür zu schaffen, dass Unternehmen aus Eigeninteresse CO₂ in möglichst sicheren Formationen lagern.

Die Einführung von Carbon Sequestration Bonds eröffnet die Möglichkeit eines vernünftigen Risikomanagements: Jedes Unternehmen, das CO₂ in geologische Formationen einlagern will, muss einen Bond im Wert der eingelagerten CO₂-Menge kaufen. Aus der Sicht des Unternehmens ist dieser Bond ein Vermögenstitel, der auf der Aktivseite seiner Bilanz erscheint. Das Unternehmen garantiert für die Laufzeit des Bonds, dass das CO₂ in der geologischen Formation verbleibt. Ist dies tatsächlich der Fall, so wird der Bond verzinst (in der Höhe eines langfristigen Wertpapiers) an das Unternehmen zurückbezahlt. Der Bond wird jedoch alle drei Jahre durch eine noch näher zu bestimmende Umweltbehörde abgewertet, es sei denn, das Unternehmen kann zweifelsfrei mit geeigneten Methoden nachweisen, dass das CO₂ in der geologischen Formation verblieben ist. Entweicht CO₂, so wird der Bond teilweise entwertet und das Unternehmen muss die Forderung an die Umweltbehörde zum Teil abschreiben.

Der an die Umweltbehörde gefallene Betrag kann zur Subventionierung der erneuerbaren Energien verwendet werden. Diese Zweckbindung soll dazu dienen, die Übergangszeit zu einem klimafreundlichen Energiesystem möglichst kurz zu halten. Die Subventionierung kann umgekehrt als Kompensation für den erlittenen Wettbewerbsnachteil der erneuerbaren Energien interpretiert werden. Entweicht in der Zwischenzeit aber gelagertes CO₂ aus den geologischen Formationen, wird wertvolle Zeit, die für einen kostengünstigen Umbau des Energiesystems nötig gewesen wäre, vertan. Insofern stellt der Bond eine Art Versicherungsprämie gegenüber riskanten und unsicheren CO₂-Minderungsaktivitäten dar.

Die Carbon Sequestration Bonds müssen auf Märkten handelbar sein: Das Unternehmen kann dann seine Bonds verkaufen und sich so liquide Mittel verschaffen. Die Unternehmen werden ihre Bonds aber nur dann verkaufen können, wenn sie den Käufern eine verbesserte Verzinsung bieten können als ein risikoloses Wertpapier. Wie hoch dieser Risikoaufschlag sein wird, hängt davon ab, wie hoch die Käufer das Risiko einschätzen, dass der Bond abgewertet wird. Das Unternehmen kann nur dann einen hohen Bondpreis erzielen, wenn es die Käufer davon überzeugen kann, dass die Deponie sicher ist.

Es besteht also ein Anreiz für die gesamte Branche, das Vertrauen in die Bonds nicht zu unterminieren. Durch die drohende Abwertung der Bonds wird der Sicherheitsstandard der geologischen Formation zu einem marktfähigen Gut. Unternehmen werden nämlich einen Anreiz haben, leistungsfähige Kontrolltechniken zu entwickeln, die den Verbleib von CO₂ in den geologischen Formationen nachweisen. Je besser dieser Nachweis gelingt, um so höher liegt der Vermögenswert der Bonds. Da die CSB handelbar sind, können Anleger ihr Vertrauen in die CCS-Technologie dadurch ausdrücken, dass sie Bonds kaufen. Je höher das Vertrauen in der Öffentlichkeit, um so höher der Kurs. Damit wäre für die Öffentlichkeit die Möglichkeit geschaffen, sich über Investitionsentscheidungen an der Entscheidung über den Einsatz von CCS zu beteiligen.

Variante 2: CSB als spezielle Emissionsrechte

In der zweiten Variante wird durch Ausgabe der CSB die Einhaltung einer Emissionsobergrenze sichergestellt. Der CSB ist damit kein separates Werkzeug mehr, sondern ist voll in das Zertifikathandelssystem integriert. Voraussetzung ist also die Implementierung eines solchen Handels und die Festlegung einer entsprechenden Emissionsobergrenze.

Wie in der ersten Variante sind Unternehmen bei CCS verpflichtet, eine bestimmte Menge an Bonds zu kaufen, und zwar ebenfalls bereits vor der Sequestrierung. Ein Bond stellt einen Vermögenstitel dar, der auf Märkten sofort gehandelt werden kann, wenn sich für ihn Käufer finden. Die Käufer dieser Titel tragen dann aber selbst das Risiko, dass der Wert Kursverluste erleidet, wenn er erst später auf die entstehenden Emissionen angerechnet wird; erst dann wäre der Bond zum Emissionsrecht mutiert. Der Bond soll aber solange kein Emissionsrecht erhalten, bis nicht eindeutig belegt werden kann, zu welchem Anteil CO₂ beständig gelagert werden konnte.

Nach einer bestimmten Latenzzeit wird durch eine unabhängige Umweltbehörde überprüft, wie hoch der Anteil dauerhaft gelagerten CO₂ tatsächlich ist. Für sicher gelagertes CO₂ wird die Blockierung der Bonds aufgehoben und er kann wieder verkauft werden. Damit ist sicher gestellt, dass die Emissionsschranke nicht überschritten wird. Ferner wird erreicht, dass es für Unternehmen profitabel ist, möglichst sicher zu deponieren.

Im Vergleich zur ersten Variante wird der Sicherheit der Lagerung ein höherer Stellenwert beigelegt: Eine höher als erwartet ausfallende Leckage hat nicht nur eine monetäre Bond-Entwertung zur Folge, sondern den Verlust tatsächlicher Emissionsrechte.

15.3.6 Die Rolle von Pilotprojekten: Ausgleich von Marktverzerrungen

Die erfolgreiche Steuerung der Leckage-Risiken durch CSB ist durch zwei Prozesse Marktverzerrungen ausgesetzt: a) Liquiditätsbeschränkungen, b) Soziale Herden-Effekte und Zeitinkonsistenzen. Pilotprojekte, die vom Staat initiiert und mit öffentlichen Mitteln gefördert werden, könnten diese Prozesse vermeiden (Held et al. 2006).

a) Liquiditätsbeschränkungen: Implizit setzen beide Varianten gut funktionierende Kapitalmärkte voraus. In der Realität kann es allerdings zu Liquiditätsbeschränkungen kommen: Banken könnten Kredite überteuern und potenzielle Käufer der CSB zu niedrige Preise bieten, wenn sie die Risiken verschiedener Alternativen der Speicherung fälschlicher Weise überschätzen, da den Kapitalmärkten Informationen über die künftigen Leckage-Raten der Alternativen fehlen, also eine asymmetrische Informationsstruktur vorliegt. Pilotprojekte

könnten dem Kapitalmarkt die benötigten Informationen zur Verfügung stellen. Anschließend wären die Kapitalmärkte in der Lage, die weitere Verbesserung der CCS-Technologie effizient und ohne weitere staatliche Steuermechanismen zu fördern.

b) Soziale Herden-Effekte und Zeitinkonsistenz: Beim Transfer von CSB werden Erwartungen über Risiken ausgetauscht. Bei großer Unsicherheit über künftige Leckage-Raten dürften die Marktteilnehmer dazu tendieren, das Kaufverhalten anderer Teilnehmer zu übernehmen, statt eigene Risikoabwägungen anzustellen. Anfangs dürfte dabei das Risiko unterschätzt werden (da Leckage wahrscheinlich eher in fernerer Zukunft problematisch ist); zeigt sich später, dass das Vertrauen in CCS zu groß war, sinken die Preise für CSB. Dies zwingt andere Sektoren, ihre Emissionen stärker zu senken, oder bewegt sogar den Staat zur Lockerung der Obergrenze für Emissionen. Umgekehrt kann eine Überschätzung des Risikos auf Dauer einen Anreiz für andere bewirken, potenzielle Emissionsbeschränkungen nicht durchzuführen. Der Markthorizont für CSB ist folglich zu kurz, um eine rationale Einschätzung der Risiken zu ermöglichen. Dem Staat kommt in dieser Situation die Aufgabe zu, durch finanzielle Förderung von Pilotprojekten die Zeitinkonsistenz zu bereinigen, indem er dem Markt signalisiert, dass er auch auf lange Sicht an der Beibehaltung seiner Emissionsobergrenze und an CCS mit niedrigen Leckageraten interessiert ist. Auf internationaler Ebene investiert der Staat damit gleichzeitig in seine Reputation, seine Klimaschutzverpflichtung einzuhalten.

Die im Rahmen der Identifizierung kritischer rechtlicher Aspekte herausgestellte Letztverantwortung des Staates als Folge des Gemeinlastprinzips (siehe Kapitel 8.3.2) sollte sich also auch darin äußern, dass der Staat durch die Initiation von Leuchtturmprojekten seine dauerhafte Verantwortung für einen erfolgreichen Klimaschutz frühzeitig betont: Letztverantwortung wäre in diesem Sinne keine Aufgabe, die erst in ferner Zukunft ansteht.

Die Carbon Sequestration Bonds stellen insgesamt ein innovatives Instrument dar, um einerseits das Risiko der Gefährdung von Klimaschutzziele durch Leckage zu minimieren und um andererseits eine plausible Aufteilung der Verantwortung zwischen Unternehmen, Investoren und Staat zu erreichen (WBGU 2006). Mit der Nutzung eines Marktinstruments könnte es ferner gelingen, die Öffentlichkeit wie erwähnt über Investitionsentscheidungen in die Beurteilung von CCS einzubeziehen. Auch im Hinblick auf ein zunehmendes Engagement etwa von Rückversicherungen und „Grünen Fonds“ im Klimaschutz dürfte der Einsatz eines Marktinstrument zur Haftungs- und Sicherheitsregulierung eine sinnvolle Wahl darstellen.

15.3.7 CCS in der Kyoto-Architektur nach 2012: Eine mögliche Strategie für die EU

Die Herausforderung einer auf die Zeit nach 2012 gerichteten Klimaschutzpolitik liegt darin, durch wirksame internationale Abkommen die richtigen preislichen Anreize für Investitionen in emissionsmindernde Technologien zu setzen (siehe Abschnitt 1.2.2 und 1.3.1).

Die Europäische Union hat sich zu einem Klimaschutzziel von maximal 2°C Anstieg der globalen Mitteltemperatur bis zum Jahr 2100 verpflichtet; dieses Ziel ist durch einen Alleingang nicht erreichbar. Die europäischen Emissionsminderungsziele gehen zwar weit über

die Verpflichtungen anderer Hauptemittenten hinaus.⁶⁷ Die Frage ist aber, ob die EU damit für die anderen Hauptemittenten glaubwürdig ankündigt, dass Europa auch tatsächlich eine Politik verfolgen und umsetzen wird, die zum einen die vereinbarten europäischen Minde-rungsziele erreicht, zum anderen aber auch international für die anderen Hauptemittenten einen Anreiz bietet, ambitionierte Emissionsminderungsziele anzustreben.

Überzeugende Anreizsysteme werden benötigt, um zu verhindern, dass sich Nationalstaaten erfolgreich als „free rider“ im Klimaschutz verhalten können. Dies wird umso eher der Fall sein, je schneller die beteiligten Akteure lernen, dass Klimaschutz mit vergleichsweise mode-raten Kosten verbunden ist und durch Wachstumspotenziale (ausgelöst etwa durch den Export innovativer Energietechnologie) vielleicht sogar eine Zusatzdividende abwirft.

Zu den derzeit größten Herausforderungen der internationalen Klimapolitik gehört es, Staa-ten zur Übernahme und Einhaltung von Emissionsreduzierungen zu verpflichten, die derzeit keine solche Verpflichtung übernehmen – sei es, dass sie dem Kyoto-Regime mit Skepsis begegnen (z.B. USA), oder dass sie als Transformations- oder Entwicklungsland nicht in die festen Verpflichtungen des Annex B eingebunden sind (z.B. China). Die Einführung von CCS als Instrument könnte die Chancen dafür verbessern; damit steigen gleichzeitig aus Sicht der EU die Chancen, die eigenen ambitionierte Klimaschutzziele erreichen zu können. Die Einschätzung, dass die Option CCS die Bereitschaft zur Übernahme von Emissionsreduzie-rungen steigert, kann im Beispiel der USA und Chinas wie folgt untermauert werden:

Seitens des Department of Energy der USA wird CCS als das zentrale Klimaschutzelement gesehen, wenn für amerikanische Sichtweise engagierte Klimaschutzziele (z.B. Stabilisie-rung auf heutigem Niveau) verfolgt werden; außerdem ist CCS ein wichtiger Bestandteil der Asia Pacific Partnership.

China wird in den nächsten beiden Dekaden einen starken Ausbau seiner Kraftwerkskapazi-täten vornehmen – der Bestand an Kohlekraftwerken wird sich bis 2030 verdreifachen (IEA 2002). Es entsteht also bereits heute ein potenzieller Markt für CCS. Die jetzigen Teilneh-merstaaten des Kyoto-Protokolls könnten nun Länder wie China oder Indien großzügig mit Emissionsrechten ausstatten, die im Wesentlichen deren business-as-usual-Pfad der Emis-sionen entsprechen. Zugleich könnte ein internationaler Fond diese Emissionsrechte aufkau-fen und soweit stilllegen, dass der Preis für CO₂ zumindest in dem Umfang steigt, wie CCS rentabel wird (von Weizsäcker 2004).

Allerdings ist zu befürchten, dass das Stilllegen der Zertifikate einen hohen Preis fordern wird. Europa müsste sich überproportional an der Finanzierung des Klimaschutzes betei-li-gen. Diese Finanzierungslast kann Europa nur dann vermindern, wenn es gleichzeitig ge-lingt, den Einstieg in eine überzeugende Technologiepolitik zu finden, die es zum Ziel hat, CCS-Technologien, aber auch REG, selber schnell zur Marktreife und zum großskaligen Einsatz zu führen. Europa könnte dann hoffen, CCS-Techniken zu exportieren; möglicher-weise würden sich damit die Kosten, die mit dem Aufkauf der Zertifikate verbunden waren, amortisieren.⁶⁸

⁶⁷ Die EU strebt eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 15-30 % bis 2020 und 60-80 % bis 2050 (gegenüber 1990) an.

⁶⁸ Spieltheoretisch formuliert handelt es sich bei dem Kauf und dem Stilllegen der Zertifikate um eine Seitenein-zahlung.

Das Potenzial der CCS-Option zur Globalisierung des Marktes für Emissionszertifikate und somit die Möglichkeit rascher Emissionsminderungen sollte aber nicht überschätzt werden; CCS kann eine Brücke zwischen dem heutigen Energiesystem und einem erst in Konturen greifbaren Energiesystem der Zukunft sein. Die meisten Energieanalysen zeigen, dass die REG neben der Effizienzsteigerung in einem Energiemix der Zukunft eine entscheidende Rolle spielen, dabei aber in ein Portfolio von Technologien eingebunden sind, zu dem auch CCS vor allem aus der globalen Perspektive einen entscheidenden Beitrag leisten dürfte: Zur Senkung der Kosten und damit als Anreiz in internationalen Klimaverhandlungen.

16 Literaturverzeichnis

Air Liquide (2005): persönliche Mitteilung

Arbeitsgruppe Schiffe der Zukunft (2002): Schlussbericht an die Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, Straßburg: Zentralkommission für die Rheinschifffahrt

(Azar und Schneider 2002): Azar, C.; Schneider, S.: Are the economic costs of stabilizing the atmosphere prohibitive? Ecological Economics 42, 1-2: 73-80

BMVBW (2004): Verkehr in Zahlen 2004/2005, Hamburg

(B90/Grüne 2001): Bündnis 90/Die Grünen: Vom atomaren zum solaren Zeitalter. Das Zukunftsenergieprogramm Bundestagsfraktion Bündnis90/Die Grünen. Stand 12/2001. Berlin

(B90/Grüne 2003): Bündnis 90/Die Grünen: Grüne Eckpunkte für ein Reformprogramm in der Energiepolitik. Beschluss vom 11.11.2003. Berlin

(Backhaus et al. 2003): Backhaus, C., Meyer, J., Spangardt, G.: Energetische Nutzung von Grubengas. Fraunhofer UMSICHT. Vortrag. www.wupperinst.org/download/TerraTec-2003/Meyer.pdf. 17.02.2006

(Bauer et al. 2004): Bauer, N., Edenhofer, O., Held, H., Kriegler, E.: Uncertainty of the role of carbon capturing and sequestration within climate change mitigation strategies. Accepted for publication in: E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (Eds.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-Reviewed Paper and Plenary Presentations, IEA Greenhouse Gas Programme, Cheltenham, UK

(Bauer 2005): Bauer, N.: Carbon Capturing and Sequestration – An Option to Buy Time? Ph.D. Thesis. University of Potsdam

(BMWa 2003): Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. BMWa-Dokumentation Nr. 527. Berlin

(BMU 2004): Nitsch, J., Reinhardt, G., Fishedick, M. u.a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des BMU, Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI, Berlin, März 2004

(BMU 2005): Nitsch, J., Fishedick, M., Staiß, F.: Aktualisierung und Detaillierung des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor mit differenzierter Ermittlung der Vergütungszahlungen und der Differenzkosten durch das EEG. Untersuchung im Auftrag des BMU, Stuttgart, Wuppertal, August 2005

(Bock et al. 2001): Bock, B.; Rhudy, R.; Nichols, D.: Economic Evaluation of CO₂ Sequestration Technologies. Semi-Annual Technology Progress Report. DE-FC26-00NT40937. Tennessee Valley Authority. Muscle Shoals

(BP 2005): Making energy more, Nachhaltigkeitsbericht 2005

(Breuer 2001): Breuer, H.: Ab in den Untergrund, in Wissen 46/2001, http://www.zeit.de/2001/46/Wissen/200146_n-klimakiller.html

(Briem et al 2004): Briem, S., Blesl, M., Corradini, R., Eltrop, L., Fahl, U., Gürzenich, D., Krewitt, W., Ohl, M., Mörschner, J., Richter, S., Tryfonidou, R., Viebahn, P., Voß, A., Wagner, H.-J.: Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Informationsschrift der VDI-Gesellschaft Energietechnik. VDI-Verlag, Düsseldorf. ISBN 3-931384-50-0

(Bruno 2003): Bruno, I.: Ecobalance of a wind turbine: LCA approach. Diplomarbeit an der Università degli studi di Roma. Rom

- (BUND 2005): Präsentation von Thorben Becker, BUND: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- (Bundesregierung 2004): Perspektiven für Deutschland. Unsere Perspektiven für eine nachhaltige Entwicklung. Berlin
- (CAN Europe 2006): CAN Europe Principles on CO₂ Capture and Storage (CCS), Brüssel, Mai 2006
- (CDU 2004): Christlich Demokratische Union, Telefonat mit Frau Bendig, energiepolitische Sprecherin der CDU, 21.10.2004
- (Celia, Scherer 2004) Celia, M. A., Scherer, G.: Leakage through existing wells: Models, Data Analysis and Lab Experiments, Presentation from the third CMI (Carbon Mitigation Initiative) Annual Meeting 2004, Princeton Environmental Institute, January 2004
- (Chapel, Mariz 1999): Chapel, D. G., Mariz C. L.: Recovery of CO₂ from Flue Gases: Commercial Trends. Aliso Viejo
- (Chataignere und le Boulch 2003): Chataignere, A., Boulch, D. L.: Wind Turbine (WT) Systems. In: ECLIPSE - Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe. Final Report. www.eclipse-eu.org/pubres_guide.html. 29.09.2006
- (Chomenko 2005): Chomenko, B.: Eisenbahnkarte von Deutschland, <http://www.bueker.net/trainspotting/index.php> zuletzt aufgerufen am 05.09.2005
- (de Figueiredo et al. 2006): de Figueiredo, M.; Reiner, D.; Herzog, H.; Oye, K.: The Liability of Carbon Dioxide Storage. Eighth International Conference on Greenhouse Gas Technologies, Trondheim, Norwegen
- (Dietrich, Bode 2005): Dietrich, L.; Bode, S.: CO₂-Abscheidung und Ablagerung (CAA): Ordnungsrechtliche Aspekte und ökonomische Implikationen im Rahmen des EU-Emissionshandels. HWWA Discussion Paper 327. Hamburg, Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv
- (Dijkstra 2002): Dijkstra J. W., Jansen D.: Novel Concepts for CO₂ Capture with SOFC, 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), 30th September – 4th October 2002, Kyoto, Japan
- (DIW 2006): DIW Wochenbericht Nr. 35/2006, Berlin
- (DLR 2006): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power (TRANS-CSP). Final Report. <http://www.dlr.de/tt/trans-csp> . 21.07.2006. Stuttgart
- (DoE 2003): United States Department of Energy: Carbon Sequestration, Technology Roadmap and Program Plan. www.netl.doe.gov/coalpower/sequestration. 07.06.04
- (DoE 2005a): U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory: Carbon Sequestration – Technology Roadmap and Program Plan 2005 http://www.netl.doe.gov/publications/carbon_seq/2005_roadmap_for_web.pdf
- (DoE 2005b): U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory: Life-Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions for Hydrogen Fuel Production in the United States from LNG and Coal. Prepared by J. Ruether, M. Ramezan, E. Grol. http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/H2_from_Coal_LNG_Final.pdf 15.09.2006
- (Dubbel 1990): Beitz, W., Küttner, K.-H. (Hrsg.): Dubbel - Taschenbuch für den Maschinenbau; 17. Auflage; Springer Verlag, Berlin 1990

- (ECOFYS 2004): Hendriks, C., Graus, W., van Bergen, F.: Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofys, by order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, EEP-02001, Utrecht 2004. <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf> 27.08.04
- (ecoinvent 2005): ecoinvent data v1.01. CD-ROM des Schweizer Zentrums für Lebenszyklusdaten. www.ecoinvent.ch. Dübendorf
- (Economist 2006): The Economist, Apr 22nd 2006, 67.
- (Edenhofer et al. 2004): Edenhofer, O.; Held, H.; Bauer, N.: A Regulatory Framework for Carbon Capturing and Sequestration within the Post-Kyoto Process. In: E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (Hrsg.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-reviewed Papers and Plenary Presentations. Cheltenham, UK: IEA Greenhouse Gas Programme
- (Edenhofer et al. 2005): Edenhofer, O.; Bauer, N.; Kriegler, E.: The impact of technological change and welfare: insights from the model MIND. Ecological Economics 54: 227-292
- (Edenhofer et al. 2006): Edenhofer, O.; Lessmann, K.; Kemfert, C.; Grubb, M.; Köhler, J.: Induced Technological Change: Exploring its Implications for the Economics of Atmospheric Stabilization: Synthesis Report from the Innovation Modeling Comparison Project. The Energy Journal Special Issue Endogenous Technological Change and the Economics of Atmospheric Stabilization. S. 57-107
- (Eggleston 2006): Estimation of Emissions from CO₂ Capture and Storage: the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. http://unfccc.int/files/meetings/workshops/other_meetings/2006/application/pdf/ccs_20060723.pdf
- (Enquête 2002): Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des deutschen Bundestages: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, Abschlussbericht, Deutscher Bundestag, Drucksache 14/9400
- (ETP ZEFFPP 2005): http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/zeffpp_power_plant_en.pdf
- (EU 2001): Directorate-General Energie und Transport der Europäischen Union: Green Paper. Towards a European strategy for the security of energy supply. Office for Official Publications of the European Communities, Luxemburg
- (EU 2006): Europäische Kommission: Grünbuch. Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie. Brüssel, 8.3.2006
- (EWI/Prognos 2005): Bartels, M., Hofer, P. u.a.: Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des BMWT, Köln, Basel, April 2005.
- (EWI/Prognos 2006): Lindenberger, D., Bartels, M. u.a.: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Prognos/EWI, Untersuchung im Auftrag des BMWT, Köln, Basel, August 2006
- (Fahrni 2002): R. Fahrni: An Overview of Hydrogen Production Methods and Costs Today. ETH Zürich, Institut für Energietechnologien, Zürich April 2002
- (Fell 2003): Fell, Hans-Josef: „Clean Coal“: Die Renaissance des Klimakillers Kohle! In: Solarzeitalter. 2/2003
- (FDP 2003): Freie Demokratische Partei: Antrag von FDP-Abgeordneten des Deutschen Bundestags, Drucksache 15/2194, 15. Wahlperiode, 10.12.2003
- (Feely et al. 2004) Feely, Richard A., Christopher Sabine, Kitack Lee, Berelson, Will, Kleypas, Joanie, Fabry, Victoria J., Millero, Frank J.: Impact of Anthropogenic CO₂ on the CaCO₃ System in the Oceans. Science, Bd. 305, 16.07.2004

- (Fischedick et al. 2006): Fischedick M., Günster W., Fahlenkamp H., Meier H.-J., Neumann F., Oeljeklaus G., Rode H., Schimkat A., Beigel J., Schüwer D.: CO₂-Abtrennung im Kraftwerk. Ist eine Nachrüstung sinnvoll? VGB PowerTech 4/2006 S.1-10
- (Flachsland 2005): Flachsland, C.: Social Conditions of Technological Change – The Case of Carbon Capture and Storage. Master Thesis. University of Potsdam
- (Fleisch, Quigley 2000): Fleisch, T., H., Quigley, T.: Technologies for the Gas economy. Paper presented at Energy Frontiers International Members conference „Gas to Market Options“, San Francisco, C.A.
- (Forum Umwelt und Entwicklung 2001): Der Wald allein wird das Klima nicht retten, Positionspapier AG Wälder 20.07.2001
- (Gale 2002): Gale, J.: IPCC Workshop for Carbon Capture and Storage 18-21.11.2002 in Regina, Canada: Overview of CO₂ emission sources, potential, transport and geographical distribution of storage possibilities
- (Geologischer Dienst NRW 2006): Geologischer Dienst NRW: Geo-Know-how macht Grubengas nutzbar. www.gd.nrw.de/w_schr01.htm. 17.02.2006
- (Germanwatch 2004): Germanwatch (Hrsg.), Duckat, R.; Treber, M.; Bals, C.; Kier, G.: CO₂-Abscheidung und -Lagerung als Beitrag zum Klimaschutz, Ergebnisse des „IPCC Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage“ vom November 2002 und Bewertung durch Germanwatch, Bonn, <http://www.germanwatch.org/rio/ccs04.htm>
- (Gerling 2004): Gerling, J. P.: COORETEC - CO₂-Speicherung, in: Dokumentation des Fachkongresses „Innovative Technologien zur Stromerzeugung - auf dem Weg zu CO₂-freien Kohle- und Gaskraftwerken“ vom 10.-12. Mai 2004. Berlin.. <http://www.kraftwerkskongress.de/deu/index.htm>.
- (Gerling, May 2001) Gerling, P., May, F.: Anhörung der Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ zum Thema Innovative Energietechnologien und –systeme am 20.11.2001, Kommissionsdrucksache 14/111-2
- (Gesellschaft Deutscher Chemiker e.V. 2004): Pressenotiz vom 28.04.2004: Kohlendioxidausstoß aus Kraftwerken – Wege zur Verringerung des Treibhausgases, www.gdch.de/oearbeit/press/2004.htm
- (Gibbins 2004): Gibbins J.R., Crane R.I., Lambropoulos D., Booth C., Roberts C.A., Lord M.: Maximising the Effectiveness of Post Combustion CO₂ Capture Systems. International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver 2-9 Sept. 2004, Canada, <http://uregina.ca/ghgt7>
- (Gielen 2003): Gielen, D.: The Future Role of CO₂ Capture and Storage Results of the IEA-ETP Model. IEA/EET Working Paper. Paris
- (Göttlicher 1999): Göttlicher, G.: Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 421. Düsseldorf. ISBN 3-18-342106-2. Vergriffen
- (Göttlicher 2003) Göttlicher, G.: State of the Art of CO₂-Capture Technologies for Power Plants, Summer School Finland
- (Göttlicher 2003a): Göttlicher, G.: „CO₂-Emissionsminderung durch Carbon Management“. ew (Fachmagazin der VDEW für Energiewirtschaft) Heft 21, S. 42-45
- (Greenhouse Issues 2004): No. 73, <http://www.ieagreen.org.uk/july73.html>
- (Greenpeace 2004): Kohlendioxid in den Untergrund? Hokus Pokus CO₂-Verpressung, Stellungnahme

- (Greenpeace 2005): Präsentation von Gabriela von Goerne: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- (Greenpeace 2005a): Greenpeace Memo: EU submission to the UNFCCC on the inclusion of Carbon Capture and Storage in the Clean Development Mechanism
- (Grimston et al. 2001): Grimston, M.C., Karakoussis, V., Fouquet, R. van der Vorst, R., Pearson, P. Leach, M.: The European and global potential of carbon dioxide sequestration in tackling climate change. *Climate Policy* 1 (2001): S. 155-171
- (Guinée 2002): Guinée, J. (Hrsg): Handbook on Life Cycle Assessment. Operational Guide to the ISO Standards. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London
- (Held et al. 2006): Held, H.; Edenhofer, O.; Bauer, N.: How to deal with risks of carbon sequestration within an international emission trading scheme. Paper presented at GHGT8
- (Hellweg et al. 2003): Hellweg, S., Hofstetter, Th. B., Hungerbühler, K.: Discounting and the Environment. Should Current Impacts be Weighted Differently than Impacts Harming Future Generations? *Int J LCA* 8 (1) 8-18. ecomed. Landsberg
- (Hendricks, Turkenburg 1997): Hendricks, C.A, Turkenburg, W.C.: Towards Meeting CO₂ Emission Targets: The Role of Carbon Dioxide Removal. IPTS Report 16, 13 – 21
- (Hendricks 1994): Hendricks, C.: "Carbon dioxide removal from coal-fired power plants", Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London
- (Herzog et al. 1997): Herzog, H., Drake, E., Adams, E.: CO₂ Capture, Reuse and Storage Technologies for Mitigating Global Climate Change, A White Paper, DOE Order No. DE AF22-96PC1257
- (Herzog 2002): Herzog, H.: Carbon Sequestration via Mineral Carbonation: Overview and Assessment, 14 March 2004
- (Huijts 2003): Huijts, N.: Public Perception of Carbon Dioxide Storage. The role of trust and affect in attitude formation. Master Thesis, Eindhoven University of Technology
- (IEA 2002): International Energy Agency: World Energy Outlook 2002. International Energy Agency. Paris
- (IEA 2003): World Energy Outlook 2003. Paris
- (IEA 2004): CO₂ Capture and Storage. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. www.co2sequestration.info 27.07.04
- (IFEU, ifu 2004): Institut für Energie- und Umweltforschung; Institut für Umweltinformatik: Umberto 4.3. Heidelberg/Hamburg.
- (IFEU, ifu 2005): Institut für Energie- und Umweltforschung; Institut für Umweltinformatik: Umberto 5.0. Heidelberg/Hamburg
- (IPCC 2000): Intergovernmental Panel on Climate Change „Climate Change 2000: Emission Scenarios, A special report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge
- (IPCC 2001): Intergovernmental Panel on Climate Change „Climate Change 2001: Impacts, Adaptation, and Vulnerability." Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge
- (IPCC 2001a): Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): Climate Change 2001: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC, Cambridge, New York: Cambridge University Press

- (IPCC 2002): Intergovernmental Panel on Climate Change: Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage. Proceedings. Regina, Canada, 18-21 November 2002. Published by ECN. www.rivm.nl/mnp/ieweb/ipcc/pages_media/ccs-report.html. 27.07.04
- (IPCC 2005): Intergovernmental Panel on Climate Change: Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Preliminary Version, January 2005
- (IPCC 2005a): IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Summary for Policymakers. Montreal, September 25th
- (IPCC 2005b): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the IPCC (Metz, B., Davidson O., de Coninck, H. C., Loos, M., Meyer, L. A. (eds.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA
- (Kloepfer 2004): Kloepfer, M.: Umweltrecht. 3. Auflage. C. H. Beck, München
- (Kohlmann, Zevenhoven 2001) Kohlmann, J., Zevenhoven, R.: The removal of CO₂ from flue gases using magnesium silicates in Finland, presentation at the 22 th Int. Conf. On Coal Science, San Francisco (CA), Sept. 19- Oct. 5
- (Knutzen 1981): Knutzen J.: Effects of decreased pH on marine organisms *Marine Pollution Bulletin*, **12**: 25-29
- (Krewitt Schmidt 2004): Krewitt, W.; Schmid, S.: EU-Projekt CASCADE MINTS. WP 1.5, D1.1. Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Final draft. 28. July 2004. Stuttgart
- (Küppers 2006): Laszlo Küppers: Persönliche Mitteilung. ZSW. Stuttgart
- (Lackner 2001): Lackner K.S., Ziock H.-J., The Zero Emission Coal Alliance Technology, VGB PowerTech 12/2001, S. 57, Essen
- (Landesinitiative 2006): Landesinitiative Zukunftsenergien NRW: Fakten und Zahlen aus NRW: Top - Die Energie quillt! http://www.energieland.nrw.de/about_us/zahlen.htm. 31.07.06
- (Lawrence 2002): Lawrence, M.: Side effects of Oceanic Iron Fertilization, Science's: Letters Vol. 207, 30 Sept. 02 S. 1993
- (Leggett 2005): Leggett, J.: Half Gone: Oil, Gas, Hot Air and the Global Energy Crisis. Porto Bello Bux Ltd., London
- (Lyngfelt 2001): Lyngfelt A., Leckner N., Mattisson T.: A Fluidised Bed Combustion Process with Inherent CO₂ Separation; Application of Chemical Looping Combustion, Chem. Eng. Sci., 56, 3101
- (Makino 2003): Makino E.: Fischer-Tropsch-Synthesis, in: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Sixth Edition (2003), Vol. 8, S. 651-664
- (Marato-Valer 2004) Marato-Valer, M. M.: Penn State >Live – Recent Headlines: Researchers study natural mineral that locks up carbon dioxide, Tuesday September 7, 2004, <http://live.psu.edu/story/7907>
- (Maurstad et al. 2005): Maurstad, O., Bredesen, R., Bolland, O., Kvamsdal, H., Schell, M.: SOFC AND GAS TURBINE POWER SYSTEMS – EVALUATION OF CONFIGURATIONS FOR CO₂ CAPTURE. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies: Elsevier 2005. ISBN 0-080-44881-X. s. 273-281, presented as peer-reviewed paper at GHGT-7, Vancouver, Sept. 2004
- (May et al. 2003): May F., Brune, S., Gerling, P. & Krull, P.: Möglichkeiten zur CO₂-Speicherung in Deutschland - eine Bestandsaufnahme im Jahre 2003. - geotechnik 26 (2003) Nr. S: 162-172, VGE; Essen
- (May et al. 2005): May, F., Müller, Chr., Bernstone, C.: How much CO₂ can be stored in Deep Saline Aquifers in Germany? In: VGB PowerTech 6/2005, S.32-37

- (May 2005): May, N.: Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa. Diplomarbeit. TU Braunschweig/DLR Stuttgart
- (Meinshausen 2006): Meinshausen, M.: What Does a 2°C Target Mean for Greenhouse Gas Concentrations? A Brief Analysis Based on Multi-Gas Emission Pathways and Several Climate Sensitivity Uncertainty Estimates. In: Schellnhuber, H. J.; Cramer, W.; Nakicenovic, N.; Wigley, T.; Yohe, G. (Hrsg.), *Avoiding Dangerous Climate Change*. Cambridge University Press. Cambridge. S. 265-279
- (Möller et al. 2001): Möller, A.; Page, B. Rolf, A., Wohlgemuth, V.: Foundations and Applications of computer based Material Flow Networks for Environmental Management. In: Rautenstrauch et al.: *Environmental information systems in industry and public administration*. Magdeburg
- (Möller et al. 2006): Möller, S., Kaucic, D., Sattler, C.: Hydrogen Production by Solar Reforming of Natural Gas: A Comparison Study of Two Possible Process Configurations. *Journal of Solar Energy Engineering*. Vol. 128, 16-23
- (NABU 2005): Präsentation von R. Musiol, NABU: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- (Nordhaus, Boyer 2000): Nordhaus, W. D.; Boyer, J.: *Warming the World*. Cambridge University Press. Cambridge
- (Omori, et al. 1998): Omori, M., Norman, C. P., Ikeda, T.: Oceanic disposal of CO₂: potential effects on deep-sea plankton and micronekton – a review. *Plankton Biol. Ecol.* **45**, 87-99
- (Padro, Putsche 1999): Padro, C.E., Putsche, V.: Survey of the Economics of Hydrogen Technologies. Nat. Renewable Energy Lab. Golden, Colorado; NREL/TP-570-27079, Sept 1999
- (Parsons 2002): Parsons infrastructure and technology group inc.: Hydrogen Production Facilities. Plant Performance and Cost Comparisons. Final report prepared for DOE. Reading, Pennsylvania. <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/FinalCompReport.pdf> 15.09.2006
- (Pastowski 1997): Pastowski, A.: Decoupling Economic Development and Freight for Reducing its Negative Impacts (Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, Wuppertal Paper No. 79), Wuppertal: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy
- (Pastowski 2005): Pastowski, A.: Impacts of Energy Use on Demand for Freight Transport: Past Development and Future Perspectives, eceee 2005 Summer Study Proceedings Volume 2, e-ecce, Stockholm, pp 697-708
- (Perrings 1989): Perrings, C.: Environmental Bonds and Environmental Research in Innovative Activities. *Ecological Economics*, Volume 1, p.95-110
- (PDS 2004): Partei des Demokratischen Sozialismus: Stellungnahme der BAG Umwelt-Energie-Verkehr zur Kohlendioxid-Abtrennung und Deponierung beim Betrieb von Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen. Marburg, 02.09.2004
- (Pehnt 2002): Pehnt, M.: Ökobilanzen. In: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung regenerativer Energien in Deutschland. 2. Zwischenbericht Juli 2002. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal
- (Pehnt 2002a): Pehnt, M.: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. Fortschritt-Berichte VDI. Reihe 6. Nr. 476. VDI Verlag. Düsseldorf. ISBN 3-18-347606-1
- (Petersen et al. 1993): Petersen, R., Pastowski, A., Lelowski, P.: Entwicklungsperspektiven der Binnenschifffahrt vor dem Hintergrund einer klimagerechten Verkehrspolitik, in: ISA Consult (Hrsg.): *Umweltgerechter Transport und innovative Schiffskonzepte* (ISA Schriftenreihe Nr. 9), Bochum: ISA Consult, Teil I, S. 1-37
- (Pick 1998): Pick, E.: Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. Universität-GH Essen

- (Plass 2002): Plass, L.: Präsentation zum BMWA-Workshop CO₂-Abtrennung/ Nutzung/ Deponierung, Sachstand in ARGE 2
- (Ploetz 2003): Ploetz, C.: Sequestrierung von CO₂: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Expertise im Auftrag des WGBU 2003
- (PointCarbon 2006): CDM & JI Monitor, 24. Januar 2006
- (Pro REGENWALD 1998): Klima, Bäume und das Geld – Klimaveränderung schafft neue Wälder, Dokumentation Nr. 2 – Herbst 1998
- (Prognos 2004): Bohnenschäfer, W. u. a. (Prognos AG): Perspektiven für elektrischen Strom in einer nachhaltigen Entwicklung, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin
- (Reininger, Schubert 1999): Reininger, G., Schubert, V.: http://ac16.uni-paderborn.de/lehrrveranstaltungen/aac/vorles/skript/kap_7/kap7_2.html
- (Riahi et al. 2004): Riahi, K.; Rubin, E. S.; Taylor, M. R.; Schrattenholzer, L.; Hounshell, D.: Technological learning for carbon capture and sequestration technologies. *Energy Economics* 26 (2004) 539-564.
- (Riahi et al. 2006): Riahi, K., Rao, S., Keppo, I., "Importance of Technological Change and Spillovers in Long-Term Climate Policy." *The Energy Journal Special Issue, Endogenous Technological Change and the Economics of Atmospheric Stabilization*
- (Richter 2003): Richter, I.: CO₂-Versenkung im Ozean; Diplomarbeit an der Universität Oldenburg
- (Roehrl, Riahi 2000): Roehrl, R. A., Riahi, K.: Technology dynamics and greenhouse gas emission mitigation: a cost assessment, *Technological Forecasting and Social Change* 63, 2000, S. 231-261
- (Rogner 1997): Rogner, H.-H.: An Assessment of World Hydrocarbon Resources. *Annual Review of Energy and Environment* 22: 217-262
- (RNE 2004): Rat für Nachhaltige Entwicklung: Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Texte, Nr. 4, Oktober 2004
- (Rüggeberg 2004): Rüggeberg, T.: Das deutsche COORETC-Konzept: Wege zum emissionsfreien Kraftwerk auf Basis Kohle und Gas. In: *energy*, 3/2004, Zeitschrift der Energieverwertungsgesellschaft Österreich, Wien
- (Rubin 2004): Rubin, S., Yeh, S., Hounshell, D.: Experience curves for power emission control technologies. *Int. J. Energy Technology and Policy*, Vol. 2, Nos. 1/2
- (Rubin et al. 2006): Rubin, E., Antes M., Yeh, S., Berkenpas M.: Estimating the future trends in the cost of CO₂ capture technologies. Technical Study, Report Number: 2006/6, IEA Greenhouse Gas R&D Programme 2006
- (RWE Rheinbraun/Vattenfall Europe 2003): Argumentationspapier zur Entwicklung der Kohlenkraftwerkstechnik unter Berücksichtigung der Klimavorsorge
- (Santos & Davison 2006): Santos, S.; Davison, J.: Review of CO₂ Capture Technology Roadmap for Power Generation Industry. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 18th January 2006, Cheltenham, UK
- (Schlattmann 2006): Schlattmann, C.: Anforderungen an den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur in Deutschland, Masterarbeit Fern-Universität Hagen
- (Schmidt und Häuslein 1997): Schmidt, M.; Häuslein, A. (Hrsg.): Ökobilanzierung mit Computerunterstützung. Produktbilanzen und betriebliche Bilanzen mit dem Programm Umberto. Berlin: Springer. ISBN 3-89518-163-3

- (Sekar et al. 2005): Sekar R., Parsons J.E., Herzog H.J., Jacoby H.D.: Future Carbon Regulations and Current Investment in Alternative Coal-Fired Power Plant Designs. MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change. Report No. 129
- (SPD 2003): SPD Bundestagsfraktion: Energiepolitische Agenda 2010. Innovativ, sicher und nachhaltig. Beschluss der SPD-Bundestagsfraktion von 16.10.03. Berlin. Verfügbar unter http://www.spdfraktion.de/cnt/rs/rs_dok/0,31922,00.html
- (Smetacek 2004) Smetacek, V.: Eisendüngung im Ozean mindert Kohlendioxid-Menge nur minimal, dpa Meldung vom 7.4.2004 unter: www.pro-physik.de/Phy/External/PhyH/1..2-10-0-0-1-display_in_frame-0-0-.00.html?recordId=4237&table=NEWS
- (SRU 2000) Rat der Sachverständigen für Umweltfragen (SRU): Umweltgutachten 2000, Berlin
- (SRU 2004) Rat der Sachverständigen für Umweltfragen (SRU): Umweltgutachten 2004: Umweltpolitische Handlungsfähigkeit sichern, Berlin, Mai 2004
- (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2000): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1999. Essen und Köln
- (Statoil 2004): Statoil: Carbon dioxide storage prized. Pressemeldung, 18.12.2000, aktualisiert 26.01.2004: <http://www.statoil.com/STATOILCOM/MSG00990.nsf/U-NID/01A5A730136900A3412569B90069E947?opendocument>, sowie weitere Meldungen und Jahresberichte von Statoil
- (SteinkohlePortal.de 2006): Grubengas: Energiequelle mit eingebautem Klimaschutz. www.steinkohle-portal.de/content.php?id=276&lang=de. 17.02.2006
- (Thackeray 2000): Thackeray, F.: Fischer-Tropsch Gas-to-Liquids, Prospects and Implications, SMI Publ. Ltd. London
- (Tol in press): Tol, R.S.J.: Europe's long-term climate target: A critical evaluation. Energy Policy, in press
- Transpetrol GmbH (2005): persönliche Mitteilung
- Thyssen-Nordseewerke (2005): Gastanker, <http://www.thyssen-nordseewerke.de/d/prod/gastanker.html> zuletzt aufgerufen am 24.10.2005
- (UBA 1995): Umweltbundesamt: Ökobilanz für Getränkeverpackungen. UBA-Texte 52/95. Berlin
- (UBA 1999): Umweltbundesamt: Bewertung in Ökobilanzen. UBA-Texte 92/99. Berlin
- (UBA 2003): Umweltbundesamt: Emissionsfaktoren für CO₂ in Deutschland. Berlin
- (UBA 2006): Umweltbundesamt: Potenzial und Anforderungen an die technische CO₂-Abscheidung und Speicherung - Welchen Beitrag könnte die CO₂-Abscheidung und Speicherung auf dem Weg zu einem nachhaltigeren Energiesystem leisten? Positionspapier des Umweltbundesamtes. Dessau. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3074.pdf>. 26.09.2006
- (UBA 2006a): Umweltbundesamt (Hrsg.): Radgen, P., Cremer, C., Warkentin, S., Gerling, P., May, F., Knopf, S.: Bewertung von Verfahren zur CO₂-Abscheidung und –Deponierung, Abschlussbericht, Dessau
- (Ullmann's 2002): Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Gas treatment, Article online posting: http://www.mrw.interscience.wiley.com/ueic/articles/a12_169/sect5-fs.html
- (Umweltinstitut München e. V. 2004): Gentechnik-Bäume gegen den Klimakollaps?, www.umweltinstitut.org/frames/gen/gentechwald.htm
- (Union 2002): CDU und CSU in einem gemeinsamen Papier: Lebenswerte Umwelt und gesunde Ernährung - für uns und unsere Kinder. Berlin

- (Vagnetti 2005): Vagnetti, R.: Life-Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions for Hydrogen Fuel Production in the United States from LNG and Coal. DOE/NETL-2006/1227, www.netl.doe.gov/technologies/hydrogen_clean_fuels/r>refshelf/pubs/H2_from_Coal_LNG_Final.pdf
- (VGB 2002): VGB-PowerTech: Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus Kraftwerken - eine Literaturstudie. Sachstandsbericht der VGB-Projektgruppe „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“, Essen, August 2002
- (Viebahn 2004): Viebahn, P.: SOKRATES-Projekt, AP 2.2 Technologievergleich: Ökobilanzen von SEGS-, FRESNEL- und DSG-Kollektoren. Stuttgart
- (Von Weizsäcker. 2004) Von Weizsäcker, C.C: Was kommt nach „Kyoto“? Konturen eines zukünftigen „echten“ Klima-Abkommens. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12, Dezember 2004
- VTG Aktiengesellschaft (2004) 62 m³ – Druckgas-Kesselwagen, 2. Ausgabe vom 25.04.2004, VTG AG, Hamburg
- VTG Aktiengesellschaft (2005) Block Train, <http://www.vtg-rail.de/> zuletzt aufgerufen am 30.08.2005
- (WBGU 2003): (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen): Welt im Wandel. Energiewende zur Nachhaltigkeit. Hauptgutachten. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag. ISBN 3-540-40160-1. www.wbgu.de/wbgu_jg2003.html
- (WBGU 2006): Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Die Zukunft der Meere – zu warm, zu hoch, zu sauer. WBGU. Berlin
- (WEC 2000): World Energy Council, UNDP: World Energy Assessment: energy and the challenge of sustainability. UNDP
- (Williams 2002): Williams, R. H.: Decarbonized fossil energy carriers and their energy technology competitors. In: IPCC 2002
- (Williams (2003): Williams, R. H.: Progress in IOR Technology, Economics Deemed Critical to Staving Off Worlds's Oil Production Peak. Oil & Gas Journal, Nr. 101/30, 04.08.2003, S. 18 – 25
- (Wilson et al. 2003): Wilson, E.J., Johnson, T.L., Keith, D.W.: Regulating the Ultimate Sink: Managing the Risks of Geologic CO₂ Storage. Environmental Science & Technology 37, 3476-3483
- (Wilson et al. 2004): Wilson, E.; Keith, D.; Wilson, M.: Considerations for a Regulatory Framework for Large-Scale Geological Sequestration of Carbon Dioxide: a North American Perspective. In: E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (Hrsg.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-reviewed Papers and Plenary Presentations. Cheltenham, UK: IEA Greenhouse Gas Programme.
- (Wolf-Gladrow et al. 1999): Wolf-Gladrow, D., Riebesell, U., Burkhardt, S., Bijma, J.: Direct effects of CO₂ concentration on growth and isotopic composition of marine plankton. Tellus, Bd. 51B, 1999, S. 461 – 476.
- (Wolf-Gladrow 2004): Wolf-Gladrow, D.: Persönliche Kommunikation am 27.10.04
- (WI/DLR 2002): Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, DLR Institut für Thermodynamik: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland, Forschungsvorhaben für das Umweltbundesamt, Wuppertal, Stuttgart, Juni 2002
- (WI, MPI 2004): Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie und Max-Planck-Institut für Chemie: Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems. Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland. Projekt im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG. Wuppertal, Mainz. <http://www.wupperinst.org/download/1203-report-de.pdf> . 26.09.2006
- (WI 2006): Wuppertal-Institut für Klima Umwelt Energie: UN Workshop on Carbon Capture and Storage as a CDM Project Activity. In: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (Hrsg.), JI-KO Info 3/06, S. 1-3

- (WWF 2004): World Wide Fund Position Paper: Carbon Capture and Storage from Fossil Fuels
- (WWF 2005): Präsentation von R. Günther, WWF: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- (Yamada, Ikeda 1999): Yamada, Y. & Ikeda, T.: Acute toxicity of lowered pH to some oceanic zooplankton. Plankton Biol. Ecol. 46, 62-67
- (ZSW 1996): ZSW-Studie, "CO₂-Rückhaltesysteme für Fahrzeuge", Industrieauftrag

Weitere, nicht direkt zitierte Literatur

- Enquete 2002: Abschlussbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages. Berlin.
- Freund, P.; Kaya, Y.; Lior, N. (Hrsg.) 2004: 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Kyoto, Japan, 1 - 4 October 2002. In: Energy 29 (9-10) 1237-1657. Elsevier.
- Hendriks, Chris 1994: Carbon Dioxide Removal from Coal-Fired Power Plants. Dordrecht/Boston/London: Kluwer Academics Publishers. ISBN 0-7923-3269-5.
- Hendriks, Chris; Turkenburg, Wim C. 1997: Auf dem Weg zur Erfüllung der CO₂-Emissionsziele: Die Rolle der CDR-Technologie. The IPTS Report Nr. 16, Juli 1997. Sevilla.
- May, Franz; Gerling, Johannes Peter; Krull, Paul 2002: Untertagespeicherung von CO₂. In: Power-Tech 8/2002, S. 45-50.
- Riemer, H. Audus, and A. Smith: IEA Greenhouse Gas R&D Programme Report, Carbon Dioxide Capture from Power Stations.
- RWE Rheinbraun; Vattenfall Europe 2003: Argumentationspapier zur Entwicklung der Kohlenkraftwerkstechnik unter Berücksichtigung der Klimavorsorge.

Inhaltsverzeichnis (Anhang)

Tabellen (Anhang)

Tab. A 1 Chemisch-thermodynamische Eigenschaften von Kohlendioxid (CO ₂)	3
Tab. A 2 Überblick über die Forschungsbereiche der weltweit durchgeführten CCS-Projekte und deren regionale Verteilung	14
Tab. A 3 Regionale Verteilung und Untersuchungsschwerpunkte der weltweit durchgeführten Vorhaben (Stand 10/06)	15
Tab. A 4 Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO ₂ -Mengen für verschiedene Kraftwerkstypen (Stromproduktion)	31
Tab. A 5 Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO ₂ -Mengen für verschiedene Synthesenanlagen (H ₂ -Produktion)	31
Tab. A 6 Darstellung der Bewertungskriterien für verschiedene Optionen der CO ₂ -Vermeidung	32
Tab. A 7 Wechselwirkungsmatrix zwischen CCS und anderen relevanten Klimaschutzstrategien (Fokus Stromerzeugung und Kraftstoffbereitstellung sowie Betrachtungsebene Deutschland)	38

Abbildungen (Anhang)

Abb. A 1 Phasendiagramm (p/T-Diagramm, links) und p/V-Diagramm (rechts) von Kohlendioxid (Reininger, Schubert 1999)	3
Abb. A 2 weltweite Projekte zur CO ₂ -Abtrennung	14
Abb. A 3 Projekte zur CO ₂ -Speicherung weltweit	14
Abb. A 4 Überblick über die regionale Verteilung der weltweit zur Zeit durchgeführten Vorhaben im Verhältnis zu größten CO ₂ -Emissionsquellen	15
Abb. A 5 Beispielhaft ausgewählte europäische Feld- und Demonstrationsprojekte (kein Anspruch auf Vollständigkeit)	17
Abb. A 6 Übersicht über die geplanten CCS-Anlagen in Tjeldbergodden in Norwegen	20
Abb. A 7 Stromerzeugung aus Wasserstoff in Peterhead, Schottland	21
Abb. A 8 Organisationsstruktur und Mitglieder der Technologie Plattform ZEFFPP European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants	23
Abb. A 9 Projektkategorien und Forschungsschwerpunkte des CSLF	23
Abb. A 10 CO ₂ -Sequestrations-Demoprojekte in den USA	25

17 Anhang (Allgemeiner Teil)

A1 Stoffeigenschaften von CO₂

Kohlendioxid (CO₂) ist ein geruch-, geschmack- und farbloses, nicht brennbares und - in normaler Atemluftkonzentration von ca. 0,04 Vol% - ungiftiges Gas. Mit einem spezifischen Gewicht von 1,85 kg/m³ (bei 15°C und 1 bar) ist es rund 1,5 mal so schwer wie Luft und sinkt daher in hoher Konzentration zu Boden. Der zulässige Höchstwert am Arbeitsplatz (MAK-Wert) beträgt 0,5 % oder 5.000 ppm (parts per million). Da Kohlendioxid den Luftsauerstoff verdrängt, führen Konzentrationen ab 7 ... 8 % in der Atemluft innerhalb von 30 bis 60 Minuten zum Tod durch Erstickten.

Wie aus dem Phasendiagramm (vgl. Abbildung) zu erkennen ist, liegt CO₂ unter Normalbedingungen (1,0 bar / 15°C) gasförmig (g) vor und gefriert bei einer Temperatur von -78°C. Gefrorenes CO₂ wird als Trockeneis bezeichnet. Unterhalb von 5,8 bar geht es bei Wärmezufuhr direkt vom festen (s) in den gasförmigen Zustand über (sog. Sublimation). Die flüssige Phase (l) existiert nur oberhalb des Tripelpunktes (TP) von 5,8 bar und -57°C. Der Tripelpunkt ist dadurch gekennzeichnet, dass alle drei Phasen nebeneinander stabil sind. Zu Transportzwecken bei Umgebungstemperatur kann CO₂ also durch Kompression auf beispielsweise 100 bar verflüssigt werden. Im flüssigen Zustand steigt die Dichte (z.B. auf 824 kg/m³ bei 15°C und 51 bar) an, so dass weit geringere Volumenströme bewältigt werden müssen als im gasförmigen Zustand. Im überkritischen Gebiet (ük) oberhalb des kritischen Punktes (KP) von 74 bar und 31°C liegt CO₂ in einer einheitlichen Phase mit konstanter Dichte (464 kg/m³) vor.

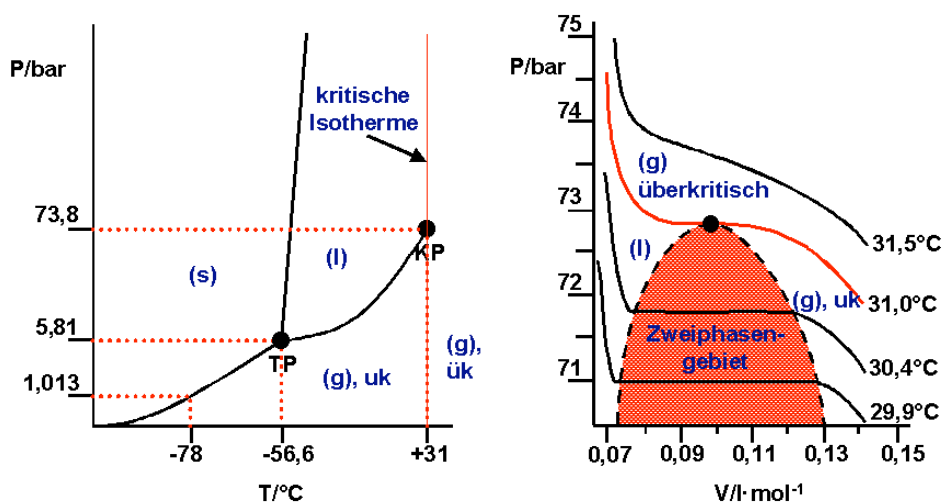


Abb. A 1 Phasendiagramm (p/T-Diagramm, links) und p/V-Diagramm (rechts) von Kohlendioxid (Reininger, Schubert 1999)

In der folgenden Tabelle sind wichtige chemische und thermodynamische Kenngrößen von CO₂ zusammengefasst.

Tab. A 1 Chemisch-thermodynamische Eigenschaften von Kohlendioxid (CO₂)

Ordnungszahl	6	-
--------------	---	---

Molmasse	44,01	kg/kmol
Relative Dichte gasförmig (Luft = 1)	1,53	-
Dichte gasförmig (15°C/ 1 bar)	1,85	kg/m ³
Dichte flüssig ^{*)} (-50°C/6,84 bar)	1156	kg/m ³
(0°C / 34,86 bar)	928,8	kg/m ³
(15°C / 50,85 bar)	823,8	kg/m ³
(31,06°C /73,84 bar)	463,7	kg/m ³
Dichte fest	≈ 1.550	kg/m ³
Siede- / Gefrierpunkt (bei 1 bar)	-78,5	°C
Tripelpunkt	5,81	bar
	-56,6	°C
Kritischer Punkt	73,84	bar
	31,06	°C
^{*)} bei Sättigung		

Quelle: (Dubbel 1990), (Reiningger, Schubert 1999], (Richter 2003)

A2 CO₂- Trennverfahren

Es existieren grundlegend verschiedene technische Verfahren, die zur Brenn- und Rauchgasdekarbonisierung eingesetzt werden können. Im Folgenden werden die Verfahren beschrieben, ihre charakteristischen Eigenschaften vorgestellt und im Anschluss daran hinsichtlich eines möglichen Einsatzes in Systemen zur CO₂-Sequestrierung bewertet.

Grundsätzlich lassen sich CO₂-Abtrennverfahren in zwei Gruppen einteilen:

- Niedertemperaturverfahren und
- Hochtemperaturverfahren

Bei den **Niedertemperaturverfahren** zur CO₂-Abtrennung müssen die Gase meist abgekühlt und das Wasser auskondensiert werden, bevor das eigentliche Trennverfahren eingeleitet wird. Die Niedertemperaturverfahren unterteilen sich in:

- Chemische Absorption in organischen und anorganischen Lösungen (Alkohol-Amine, Alkalicarbonat, etc.)
- Physikalische Absorption in organischen und anorganischen Lösungen (Methanol, Propylencarbonat, Wasser)
- Adsorption an Festkörpern (Molekularsiebe, Aktivkohle, etc.)
- Tieftemperaturverfahren
- Membranverfahren

Die **Absorptionsverfahren** (chemische und physikalische) mit Lösungen sind Stand der Technik, ihre Eignung für die CO₂-Abtrennung wurde vielfach in Gasreinigungsverfahren und der CO₂-Anreicherung demonstriert. Die meist eingesetzten Lösungen sind: Ethanolamine (mono-, di-, tri- Ethanolamine), Kaliumcarbonat, Propylencarbo-

nat, Methanol (Rectisol), Polyethylenglykol-Dimethylether (Selexol) etc. Das erprobteste Verfahren ist die Abscheidung von CO_2 aus den Rauchgasen mit MEA (Monoethanolamin). Seit 1991 wird z. B. eine CO_2 -Wäsche mit MEA-Lösung (20 %) in einem 300 MW Heizkraftwerk in Shady Point (Oklahoma) betrieben. Die tägliche CO_2 -Produktion von 200 t wird in der Lebensmittelindustrie verwendet. Amine werden durch die Verunreinigungen im Rauchgas wie z.B. Staub, SO_2 , NO_x und O_2 geschädigt, daher ist die Reinigung des Rauchgases Voraussetzung für die Abscheidung durch Amine /Hendricks 1994/

In **Adsorptionsanlagen** können für die CO_2 -Abscheidung Zeolith-Molekularsiebe, Aktivkohle, Aluminiumoxid, Silicagel etc. eingesetzt werden. Die Technologie ist Stand der Technik, allerdings wurde sie in der Kraftwerkstechnik bis jetzt nicht eingesetzt. Das meistangewandte Verfahren ist die Druckwechselabsorption (Pressure Swing Adsorption, PSA) basierend auf Molekularsieben. Ein wesentlicher Nachteil der Molekularsiebe ist ihre Affinität für Wasser. Demzufolge muss das Wasser vor der CO_2 -Abscheidung auskondensiert werden.

CO_2 kann durch Kühlung bereits bei Drücken von 4-5 bar aus tieferkondensierbaren Gasmischungen auskondensiert werden (Tieftemperaturverfahren). Ein industriell erprobtes Verfahren wurde von Exxon entwickelt (Controlled Freezing Zone). Das Verfahren ist energieaufwendig, insbesondere bei Gasen mit niedrigeren CO_2 -Konzentrationen. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass die Abscheidung und Verdichtung für den Transport in einem Schritt erfolgt. Heute wird es bereits bei der Aufbereitung von Biogasen eingesetzt. In der Kraftwerkstechnik gibt es bis jetzt jedoch keine Erfahrung.

Bei **Membranverfahren** wird die unterschiedliche Permeabilität der Gase durch dünne Membranen genutzt, um Gase zu trennen. Eine effiziente Trennung erfordert hohe Selektivität, eine große Membranoberfläche und hohe Permeabilität für die gewünschten Gaskomponenten. Diese Technik befindet sich in der Entwicklung und ist noch nicht Stand der Technik. Heute werden die Membranen zur Gasreinigung bei kleinen Gasvolumenströmen eingesetzt. Besonders effizient ist die Trennung von Gasen mit sehr unterschiedlichen Molekulargrößen. Die H_2 -Abtrennung ist heute nahe an der Konkurrenzfähigkeit zu anderen Verfahren. Dagegen ist die CO_2 -Abtrennung aus Rauchgasen (im Wesentlichen N_2/CO_2 -Mischungen) mit derzeit sehr schlechter Membran-Selektivität weit entfernt von einer konkurrenzfähigen Anwendung (auch für die nächsten 10-15 Jahre wird hier kein Durchbruch erwartet).

Hochtemperaturverfahren für die CO_2 -Abtrennung basieren auf der Bindung von CO_2 mit Oxiden oder Silikaten, z.B. CaO. Das Verfahren befindet sich noch in einem Entwicklungsstadium. Die Attraktivität des Verfahrens besteht darin, dass die CO_2 -Abscheidung bei hohen Temperaturen erfolgt, so dass die (teerbeladenen) Brenngase eines Vergasungsprozesses ohne Abkühlung, z.B. auf eine Turbine geleitet werden können. Auf diese Weise kann eine Effizienzsteigerung gegenüber herkömmlichen CO_2 -Abscheideverfahren (z.B. Wäsche) erreicht werden. Sinnvollerweise ist der Einsatz von diesen Systemen bei SK-IGCC (Steinkohle GuD-Kraftwerke) und gasgefeuerten GuD-Kraftwerken (GuD) vor der Verbrennung oder direkt im Verbrennungsraum angedacht. Die CO_2 -Bindung erfolgt bei Temperaturen unterhalb der Gleichgewichtstemperatur. Der Absorbent muss nach der Absorptionsphase regeneriert werden. Die Regenerierungstemperatur liegt ca. 50-100°C oberhalb der Gleichgewichtstemperatur.

Im Folgenden werden die Verfahren kurz zusammenfassend dargestellt und bewertet:

1. Chemische / physikalische Absorption
2. Adsorption an Festkörper
3. Tieftemperaturtechnik
4. Membranverfahren
5. Hochtemperaturverfahren

Der theoretische spezifische Energiebedarf für die unten ausgeführten Trennverfahren bezieht sich auf die Abtrennung von CO₂ aus Rauchgasen /ZSW 1996/. Bei den Werten muss zwischen thermischer und elektrischer Energie unterschieden werden. In der Praxis liegen diese Werte (teilweise) viel höher, sie müssen daher mit Vorsicht bewertet werden. Entscheidend ist der erzielte Kraftwerkswirkungsgrad.

1. Chemische / Physikalische Absorption

Verfahrensbeschreibung

Die chemische oder physikalische Absorption von CO₂ in Lösungen ist eine industriell erprobte Abtrenntechnik. Bei der chemischen Absorption wird CO₂ chemisch an organischen oder anorganischen Molekülen gebunden. Bei der physikalisch wirkenden Absorption verhält sich die Beladung des Lösungsmittels mit CO₂ annähernd linear mit dem CO₂-Partialdruck. Die involvierten Bindungsenergien sind viel schwächer als bei der chemischen Absorption. Dies macht sich bei der Regeneration bemerkbar. Nach dem Auswaschen von CO₂ aus Rohgasen muss die gesättigte Lösung regeneriert und das CO₂ rückgewonnen werden. Bei der Regenerierung werden die Lösungen bei chemischer Absorption erhitzt, bei physikalischer Absorption entspannt.

Theoretischer spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂] (nach /ZSW 1996/)

Chemische Absorption: 1,08 (MEA, bei 50 % Zurückhaltungsgrad)
 1,95 (MEA bei 90% Zurückhaltungsgrad)

Physikalische Absorption: 0,1

Erreichbarer Rückhaltegrad

Chemische Absorption: 90 %

Physikalische Absorption: 60 – 80 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Die Technologie ist Stand der Technik. Ob physikalische oder chemische Wäsche eingesetzt wird, hängt von dem CO₂-Partialdruck ab. Unterhalb von 10 bar gilt: chemische Absorption, oberhalb: physikalische Absorption.

Mögliche Einsatzbereiche:

CO₂-Abscheidung aus Rauchgasen (Kohlekraftwerke, GuD, SK-IGCC)

(z.B. in Shady Point, Oklahoma, 200 t CO₂/Tag für Lebensmittelindustrie, ABB-Technologie)

Vor- und Nachteile / CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Da die Betriebstemperatur bei chemischer Absorption um die 50-60°C liegt (bei physikalischer Absorption darunter) muss das zu absorbierende Gas abgekühlt und gereinigt werden (SO_x, NO_x, Staub, etc.). Dadurch verliert man Energie in Form von fühlbarer Wärme. Die Kraftwerkstechnik muss der Absorption mit Lösungsmitteln angepasst werden (z.B. die Gasreinigung, O₂-Konzentration). Die spezifischen Investitionen, z.B. bei einem GuD, steigen um etwa 87-93 %, der Gesamtwirkungsgrad der Schaltung liegt um 48-55 % deutlich niedriger als ohne CO₂-Abscheidung. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen im Bereich von 32-49 US\$/tCO₂. Für ein Kohlekraftwerk liegt der Gesamtwirkungsgrad mit 33 –37 % deutlich niedriger als bei einem konventionellen Kraftwerksprozess ohne Abgasdekarbonisierung. Die spezifischen Investitionskosten steigen um etwa 80 %. Für die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten werden in der Literatur Werte genannt, die in einem Bereich von 47 – 49 US-\$ je vermiedene Tonne CO₂ liegen. Ein Vorteil des Verfahrens ist, dass heutige Kraftwerke damit nachgerüstet werden können.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

- Stabilisierung der Flüssigkeiten:

Die meisten Lösungsmittel (vor allem Amine) unterliegen einer zeitlichen Degradation, die zu Verlusten führt mit daraus resultierenden Umweltauswirkungen (Amine sind giftig!). Die meisten Lösungsmittel sind korrosiv und verursachen damit Werkstoffprobleme. Die Degradation der Lösungsmittel hängt stark von der Konzentration der Gasverunreinigungen ab ((Rauchgas), z. B. SO_x und NO_x).

- Langzeit-Demonstration des Gesamtsystems (Kraftwerk + CO₂-Abscheidung) ist erforderlich.

- Entwicklung korrosionsbeständiger Werkstoffe

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Die Technologie ist verfügbar, sie wird bereits zur CO₂-Herstellung aus Kraftwerksabgasen für die Lebensmittelindustrie und Erdölförderung eingesetzt. Es fehlt die Langzeiterfahrung mit Großkraftwerken.

2. Adsorption an Festkörper

Verfahrensbeschreibung

In Adsorptionsanlagen für CO₂-Abscheidung können Zeolith-Molekularsiebe, Aktivkohle, Aluminiumoxid, etc. eingesetzt werden. Das meistangewandte Verfahren ist die Druckwechseladsorption (PSA) basierend auf Molekularsieben. Die Adsorption geschieht mit physikalischen Kräften (van der Waals). Nach der Adsorptionsphase folgt die Regenerierung mit Druckabsenkung. Der Adsorber kann auch thermisch regeneriert werden (Temperaturwechseladsorption, TSA) oder auch in einem Kombiverfahren durch Druck- und Temperaturwechsel (PTSA). Molekularsiebe haben die höchste CO₂-Adsorptionskapazität pro kg im Vergleich zu anderen Materialien.

Spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂] (nach /ZSW 1996/)

2,9 (Molekularsiebe, PSA, TSA)

Erreichbarer Rückhaltegrad

90 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Das Verfahren ist Stand der Technik. Bis jetzt wurde es nur für kleine Gasströme eingesetzt. Es liegt keine Erfahrung zum Einsatz dieser Verfahren bei großen Gasvolumenströmen (z.B. Kraftwerke) vor.

Vor- und Nachteile / CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Es ist ein relativ einfaches und erprobtes Verfahren. Für große Gasströme wurde es bis jetzt nicht eingesetzt. Das Verfahren ist wegen des großen energetischen Aufwands zur CO₂-Abscheidung in einem Kraftwerk weniger attraktiv. Die Investitionsmehrkosten sind nicht sehr hoch. Der Energieverbrauch ist bei der PSA am niedrigsten (ca. 1/3 verglichen mit der TSA).

Ein wichtiger Nachteil ist die Affinität der Molekularsiebe für Wasser. Aus diesem Grund muss das Wasser vor der CO₂-Abtrennung auskondensiert werden. Berechnungen zeigen, dass sich die Stromkosten bei fast allen Kraftwerkstypen beim Einsatz einer CO₂-Abscheidung mit einer PSA verdoppeln würden.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

Das Verfahren ist ausgereift, aber nicht relevant für die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken. Neue Entwicklungen, wie z.B. Metalloxid-Gele könnten das Verfahren jedoch aufwerten.

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Die Technologie ist verfügbar, ist aber für die Kraftwerkstechnik weniger attraktiv. Neue Entwicklungen sind eventuell in ca. 20 Jahren einsatzfähig.

3. Tieftemperaturtechnik**Verfahrensbeschreibung**

CO₂ kann durch Kühlung bereits bei Drücken von 4-5 bar aus tieferkondensierbaren Gasmischungen auskondensiert werden. Die zu prozessierenden Gasgemische müssen vorher getrocknet werden.

Spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂] (nach /ZSW 1996/)

4,35

Erreichbarer Rückhaltegrad

90 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Das Verfahren ist sehr energieaufwendig, insbesondere bei Gasen mit niedrigeren CO₂-Konzentrationen. In der Vergangenheit wurde es zur CO₂-Gewinnung aus Gasen mit CO₂-Konzentrationen > 90 Vol.% eingesetzt. Heute wird die Tieftemperaturtechnik bereits bei der Aufbereitung von Biogas (CO₂ + CH₄) eingesetzt. Mit Kraftwerkstechnik gibt es bis jetzt keine Erfahrung. Ein zukünftiger Einsatz des Verfahrens wäre bei IGCC (O₂) und Verbrennung mit O₂/CO₂-Verfahren denkbar. Aus energetischer Sicht ist der Einsatz jedoch sehr fraglich.

Vor- und Nachteile/ CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Das zu reinigende Gas muss wasserfrei sein (großer Nachteil). Das Verfahren ist nur für Gasströme mit großer CO₂-Konzentration anwendbar. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass die Abscheidung und die Verdichtung für den Transport in einem Schritt erfolgt. Großtechnische Anwendungen sind nicht in Sicht. Rechnungen für ein IGCC und O₂/CO₂-Kraftwerk zeigen, dass durch kryogene CO₂-Abscheidung die Kraftwerkseffizienz um 14 bzw. 18 % zurückgeht. Die Investitionen steigen um ca. 80 % an. Eine andere mögliche Anwendung besteht bei BZ-Kraftwerken, wo CO₂ sehr konzentriert anfällt. Der Vorteil des Verfahrens besteht darin, dass CO₂ in einem Prozessschritt direkt flüssig/fest anfällt.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

Verfahrensoptimierung:

- Reduzierung des Energiebedarfs

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Die Technologie ist verfügbar. Die beste Einsatzmöglichkeit wird bei den Karftwerken mit O₂/CO₂- Verbrennung und SOFC gesehen, die in 15 -20 Jahren kommerziell verfügbar sein können.

4. Membranverfahren

Verfahrensbeschreibung

Beim Membranverfahren wird die unterschiedliche Permeabilität der Gase durch dünne Membranen genutzt, um Gase zu trennen. Eine effiziente Trennung erfordert hohe Selektivität, eine große Membranoberfläche und hohe Permeabilität für die gewünschten Gaskomponenten im Vergleich zu den anderen Gasen im Gemisch. Als Membranmaterial können Polymere, Metalle oder Keramikstoffe eingesetzt werden.

Spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂] (nach /ZSW 1996/)

1,15

Erreichbarer Rückhaltegrad

60 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Die CO₂-Abscheidung mit Membranen könnte bei GuD- (Reformierung oder Verbrennung mit O₂) und SK-IGCC-Kraftwerken vor oder nach der Verbrennung eingesetzt werden. Allerdings ist die Membrantechnologie noch nicht Stand der Technik.

Vor- und Nachteile/ CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Beim Einsatz zur CO₂-Abscheidung bei GuD- oder IGCC-Kraftwerken mit O₂ (in situ CO₂-Abtrennung vor Verbrennung) liegt die GuD-Kraftwerkseffizienz mit 48-50 % um 8-10 Prozentpunkte niedriger als bei einem konventionellen Kraftwerk. Der Wirkungsgrad eines KS-IGCC-Kraftwerks mit Membranabscheidung liegt mit 35-39% um 6-10 Prozentpunkte niedriger als beim IGCC ohne CO₂-Abscheidung. Die spezifischen Investitionskosten liegen um 33-54% über denen eines IGCC ohne CO₂-Abscheidung. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen im Bereich von 18-40 US\$.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

- Entwicklung von effizienten Membranen für die CO₂-Abtrennung
- Entwicklung von Reaktorkonzepten für in situ CO₂-Abtrennung mit Hochtemperatur-Membranen
- Entwicklung von Hochtemperaturmembranen für die O₂-Abtrennung
- Entwicklung von Reaktoren für die Trennverfahren
- Entwicklung von Turbinen für H₂-reiche Gase

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Das Verfahren ist nicht Stand der Technik, es wird frühestens in 10-15 Jahren verfügbar sein. Die Technologie befindet sich in einem Entwicklungsstadium, vor Allem die Selektivität, Permeabilität und Stabilität (bei hohen Temperaturen) müssen verbessert werden. Interessant ist die Kombination Membran-Absorptionslösung. Diese Entwicklung befindet sich im Laborstadium.

5. Hochtemperaturverfahren**Verfahrensbeschreibung**

Die Hochtemperaturverfahren zur CO₂-Abtrennung basieren auf der in situ Bindung von CO₂ (Verbrennung, Vergasung, Reformierung) mit Oxiden (gebranntes Kalk, Dolomit, etc.), Silikaten, etc. Dieses Verfahren ist noch im Entwicklungsstadium. Die Attraktivität des Verfahrens besteht darin, dass die CO₂-Abscheidung bei hohen Temperaturen erfolgt, so dass die Brenngase ohne Abkühlung auf die Turbine geleitet werden können. Auf diese Weise kann eine Effizienzsteigerung gegenüber herkömmlichen CO₂-Abscheideverfahren (z.B. Absorptionslösungen) erreicht werden. Das CO₂-Absorbermaterial wird entweder direkt in dem Konversionsreaktor (Verbrennung, Reformierung, Vergasung, etc.) oder nachgeschaltet, z.B. in einem Shiftreaktor, eingesetzt.

Spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂]

0,8

Erreichbarer Rückhaltegrad

> 90 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Die Hochtemperaturabscheidung von CO₂ könnte bei GuD- (Dampfreformierung) und IGCC-Verfahren in der Vorverbrennungsphase und bei Kohlekraftwerken in der Verbrennungsphase eingesetzt werden. Die Hochtemperaturabsorber für CO₂ befinden sich in der Entwicklungsphase. Vielversprechend sind natürliche Carbonate, z.B. Kalk und Dolomite sowie natürliche und synthetische Silikate und Zirkonate. Die wichtigste Eigenschaft des Hochtemperaturabsorbers ist die Zyklenfestigkeit. Für eine technische Anwendung müssen die Absorber möglichst viele CO₂-Absorption/Regeneration-Zyklen ohne wesentlichen Kapazitätsverlust aushalten. Toshiba hat ein Lithium-Orthosilikat entwickelt, das angeblich über 500 Zyklen stabil ist.

Vor- und Nachteile/ CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Die Attraktivität der Abtrennung von CO₂ bei hohen Temperaturen besteht darin, dass die Brenngase nicht abgekühlt werden müssen, so dass die Gase direkt einer Anwendung

zugeleitet werden können. Sogar Teere im Produktgas können in diesem Fall ohne Probleme verwertet werden. Die CO₂-Absorption ist exotherm, die Reaktionswärme kann in den Prozess integriert werden. Ein Nachteil des Verfahrens ist die Regeneration des gesättigten Absorbents. Hierfür kommt im Wesentlichen ein Temperaturwechsel in Frage. Durch wiederholte Absorption/Regeneration wird die Absorberstruktur zerstört und verliert mit der Zeit die Eigenschaft, CO₂ aufzunehmen. Die Anwesenheit des Wassers beschleunigt diesen Prozess.

Bis jetzt fehlt ein technischer Einsatz von diesen Materialien zur CO₂-Abtrennung.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

- Entwicklung von zyklenstabilen Materialien, die möglichst viele Absorption/Desorption-Zyklen aushalten ohne wesentliche Änderung in der Absorptionskapazität.

Prozessdesign:

- Entwicklung von Reaktor/ Prozesskonzepten für die in situ CO₂-Abtrennung.
- effiziente Regeneration.

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Das Verfahren ist nicht verfügbar. Möglicher technischer Einsatz in ca. 15-20 Jahren.

6 Fazit

Die CO₂- Abscheidung in Kraftwerken verursacht nach heutigem Kenntnisstand Wirkungsgradverluste von 6 bis 14 Prozentpunkte. Um die gleiche Nennleistung halten zu können, verbrauchen die Kraftwerke um 15-35 % mehr Brennstoff und die Investitionen steigen um 30-120 %.

Die **Absorption in Lösungen** ist Stand der Technik und kann bei allen Kraftwerkstypen (heutigen oder zukünftigen) zur CO₂-Abscheidung **aus Rauchgasen** eingesetzt werden. Die Rauchgasentkarbonisierung in konventionellen Kohlekraftwerken mit Absorptionslösungen ist von allen CO₂-Abscheidevarianten die ungünstigste.

Ein hohes Potential verspricht man sich von Verfahren mit einer CO₂-Abscheidung vor der Verbrennung (**Membranen, Hochtemperaturverfahren**), wenn sie mit neuen Kraftwerkstypen kombiniert werden wie:

- GuD mit Dampfreformierung
- IGCC
- Kraftwerke mit Oxyfuel- Prozess (Verbrennung mit O₂/CO₂)

Hierfür ist F&E im Bereich Membranen für CO₂ und O₂, Wasserstoffturbinen, Kraftwerkstechnik und Hochtemperaturabsorber erforderlich. Mit einem großtechnischen Einsatz kann in ca. 15-20 Jahren gerechnet werden.

Das **Tieftemperaturverfahren** kann dort eingesetzt werden, wo CO₂ mit Konzentrationen über 90 % anfällt, z.B. bei Kraftwerken mit O₂/CO₂-Verbrennung, Hochtemperaturbrennstoffzellen (**SOFC**) oder Chemical Looping, etc. Hierfür ist Kraftwerksentwicklung erforderlich. Der großtechnische Einsatz kann in 15-20 Jahren erwartet werden.

Eine wirtschaftlich günstige Lösung bietet die CO₂-Abscheidung vor der Verbrennung bei IGCC-Kraftwerken mit O₂. Mit einer kommerziellen Verfügbarkeit rechnet man in 15-20 Jahren.

Es ist zu vermerken, dass eine effiziente CO₂-Abscheidung mit Kraftwerkstechnologien gekoppelt ist, die heute noch nicht Stand der Technik sind. Die Membrantechnologien werden langfristig eine wesentliche Rolle in der Reduktion des Energiebedarfs und Investitionen bei CO₂-Abscheidung spielen. Die sauerstoffionenleitenden Membranen können in Kombination mit dem Oxyfuel-Verfahren zu einer wesentlichen Reduktion des Energiebedarfs bei CO₂-Abscheidung führen.

18 Anhang (Spezieller Teil)

zu Kap.7: CCS-Projekte in der weltweiten Übersicht

Weltweit gibt es gegenwärtig (Stand August 2006) weit über 100 Projekte zum Themenbereich der CO₂-Abtrennung und Speicherung. Einen guten Überblick und Einstieg in die weltweiten Aktivitäten ermöglicht das „Intergovernmental Panel on Climate Change“ (IPCC) <http://www.ipcc.ch/> sowie die beiden Internetseiten unter dem Dach der IEA (international Energy Agency): <http://www.ieagreen.org.uk/ccs.html> <http://www.co2captureandstorage.info/index.htm>

Die Seiten sind regional und thematisch gegliedert, wodurch die Vielzahl an Information überschaubar bleibt. In der nachfolgenden

sind auszugsweise die globalen Aktivitäten in den Bereichen Abtrennung und Speicherung dargestellt.



Abb. A 2 weltweite Projekte zur CO₂-Abtrennung



Abb. A 3 Projekte zur CO₂-Speicherung weltweit

Quelle: <http://www.co2captureandstorage.info/docs/IEAGHGccsworldmap.pdf>

Im internationalen Vergleich liegen die USA/Kanada mit 71 Untersuchungen/Projekten an erster Stelle derjenigen, die sich mit dem Thema beschäftigen, gefolgt von Europa mit 36 und Asien mit 13 Projekten, wobei 6 davon allein von/ bzw. mit Japan durchgeführt werden/wurden.

Tab. A 2 Überblick über die Forschungsbereiche der weltweit durchgeführten CCS-Projekte und deren regionale Verteilung

	Nord-amerika	Süd-amerika	Asien	Europa	MENA Staaten*	Australien + Pazifik
Speicherung:						
a. geologisch	x		x	x	x	x
b. marin	x		x	x		
Abscheidungstechnologien	x		x	x		x
Transport	x					
Modellentwicklung	x			x		
Netzwerke	x			x		
CO₂-Anwendungsoptionen	x	x	x			
Kosten	x			x		
Monitoring	x			x		x
Gesamtprojekte CCS	71	1	13	37	2	7

*MENA = Middle East and North-Africa

Schaut man sich die Untersuchungsschwerpunkte an (s. nachfolgende Tabelle), so wurden/werden 44 Untersuchungen im Bereich geologischer (davon über 30 in Nordamerika) und 8 (USA und Japan) im Bereich mariner CO₂-Speicheroptionen durchgeführt. An zweiter Stelle liegen 41 Untersuchungen mit der Zielausrichtung auf neue Technologien (insbesondere in Bezug auf den Prozess der Abtrennung am Kraftwerk) gefolgt von 13 Projekten zur

Erstellung von Modellberechnungen und Datenbanken und 12 zu CO₂-Verwendungsmöglichkeiten. Mit dem Bereich CO₂-Transport und Hydratisierung⁶⁹ beschäftigen sich 2 bzw. 1 Projekt und mit dem Themenschwerpunkt Kosten der CO₂-Abscheidung und Speicherung 4 sowie CO₂-Monitoringprojekte 6 Projekte.



Abb. A 4 Überblick über die regionale Verteilung der weltweit zur Zeit durchgeführten Vorhaben im Verhältnis zu größten CO₂-Emissionsquellen

Tab. A 3 Regionale Verteilung und Untersuchungsschwerpunkte der weltweit durchgeführten Vorhaben (Stand 10/06)

Anzahl Projekte nach Regionen		Anzahl Projekte nach Untersuchungsschwerpunkten	
USA/Kanada	71	Geologische Speicheroptionen	44
Europa	37	Neue Technologien	41
Asien (davon Japan)	13(6)	CO ₂ Verwendungsmöglichkeiten	12
Australien	6	Modellrechnungen/Datenbanken	13
Neuseeland	1	Marine Speicheroptionen	8
Brasilien	1	CCS-Kosten	4
Vereinte Arabische Emirate	1	CO ₂ Monitoringprojekte	6
Algerien	1	Hydratisierung	2
Summe	131	CO ₂ -Transport	1
		Summe	131

⁶⁹ Anlagerung von Wassermolekülen an gelöste Ionen, erfolgt aufgrund elektrostatischer Kräfte zwischen den geladenen Ionen und den Wasserdipolen.

Projekte innerhalb der EU

Die europäischen Ansätze zur CO₂ Minderung im Bereich der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen unterscheiden sich nicht grundsätzlich von den Aktivitäten weltweit. Generell stehen an erster Stelle Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, die zum einen eine Verringerung der spezifischen CO₂-Emissionen bewirken und in der Regel auch ökonomisch sind. Darüber hinaus gibt es zahlreiche weitere Möglichkeiten einer CO₂-Abtrennung, wie sie nachfolgend diskutiert werden. Die Maßnahmen unterscheiden sich anhand der Technik, dem Aufwand für die Abtrennung (z.B. Energieverbrauch und Kosten), dem Entwicklungsstand und somit der zeitlichen Verfügbarkeit. Zudem unterscheiden sich die Entwicklungsperspektiven in unterschiedlichen Ländern durch die dortigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Neben der Effizienzsteigerung ist die Kostenreduktion bei den Abtrennverfahren ein weiteres vorrangiges Ziel.

Zur Einordnung der technologischen Entwicklungsperspektiven in Europa wurden die Feldprojekte in einer Europakarte skizziert (Abb. A 5). Tendenziell orientieren sich die meisten existierenden oder in der Planung weit fortgeschrittenen Feldprojekte an wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Wie aus Abb. A 5 deutlich ersichtlich, ergibt sich daraus im Bereich der Nordsee mit ihren zahlreichen Öl- und Gasvorkommen eine Häufung der Feldprojekte. Standorte finden sich dort, wo bei der Gasförderung das im Rohgas enthaltene CO₂ bei der Gasaufbereitung abgetrennt werden muss oder bei der Ausbeutung von Öllagerstätten, wobei CO₂ als Lösungsmittel zur EOR (Enhanced Oil Recovery) bei nachlassender Förderkapazität eingesetzt wird. Bislang ist nicht geklärt, inwiefern der Einsatz von komprimiertem CO₂ zu EOR oder EGR (Enhanced Gas Recovery) als Speichermöglichkeit zu bewerten ist.

Für die CO₂-Abtrennung aus Kraftwerksabgasen bzw. Entwicklung neuer Kraftwerkskonzepte mit anschließendem CO₂-Transport und der Sequestrierung gibt es deutlich weniger Feldprojekte, da dort bislang wirtschaftliche Rahmenbedingungen noch nicht zu erwarten sind. Zum einen ist die CO₂-Abtrennung im Kraftwerk mit großem energetischen Aufwand verbunden (Wirkungsgradverminderung, Brennstoffmehrverbrauch), zum anderen gibt es bei der CO₂-Deponierung noch ein erhebliches Informationsdefizit was das Langzeitverhalten (Leckage, Umweltauswirkungen) betrifft.

Die Europäische Union fördert im Rahmen ihrer Forschungsprogramme die Entwicklung und Demonstration von Technologien und Maßnahmen zur CO₂-Minderung und Speicherung. Für den Bereich Energie sind die Aktivitäten unter der folgenden Adresse zusammengefasst:

http://europa.eu.int/comm/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_co/article_1150_en.htm

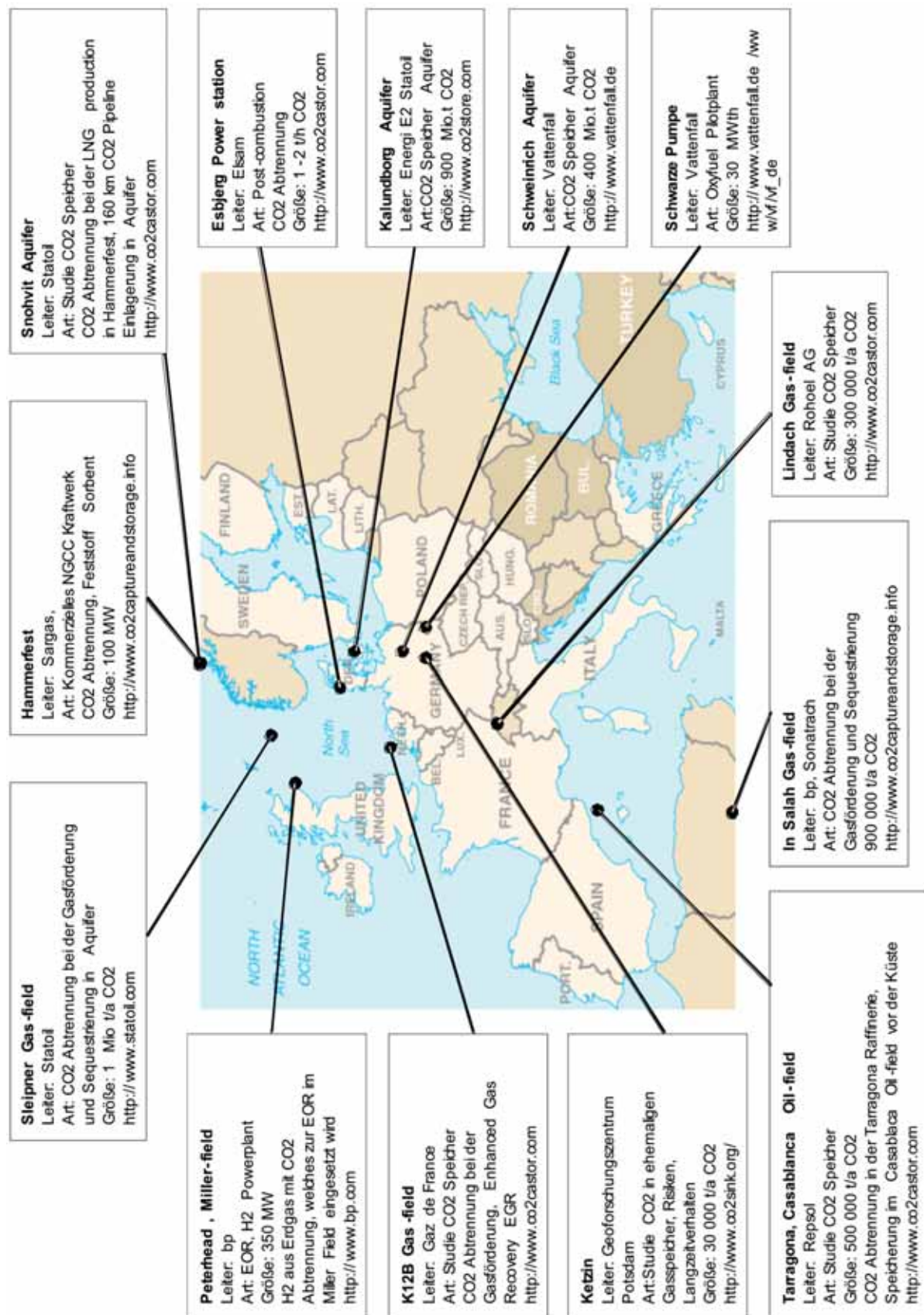


Abb. A 5 Beispielhaft ausgewählte europäische Feld- und Demonstrationsprojekte (kein Anspruch auf Vollständigkeit)

Zur Förderung von CCS-Projekten existieren sowohl nationale als auch internationale Programme. Im April 2005 veröffentlichte die Europäische Kommission einen ersten Entwurf zum 7. Forschungsrahmenprogramm (FRP). Zum Thema Energie wurden insgesamt neun aktuelle Forschungsschwerpunkte mit einer Förderung von 2.951 Mio. Euro für den Zeitraum 2007-2013 vorgeschlagen. Wie auch schon im 6. FRP spielt im 7. FRP im Bereich der Energieforschung die CO₂-Abscheidung und –Speicherung („Near zero emission power generation“ = Effizienzsteigerung) eine wichtige Rolle, von der absoluten Gewichtung her hat sie sogar deutlich an Bedeutung gewonnen (siehe auch unter http://europa.eu.int/comm/index_de.htm).

Des weiteren fördert die Europäische Kommission im Rahmen ihrer Initiative zur Schaffung eines europäischen Forschungsraumes (ERA) die Koordinierung entsprechender nationaler Programme auf EU-Ebene, z. B. auf dem Gebiet der Niedrigemissionskraftwerke das ERA Net FENCO (Fossil Energy Coalition). Im Dezember 2005 startete die EU zusätzlich die neue Technologieplattform zu „CO₂-freien“ Kraftwerken für fossile Brennstoffe.

Nachfolgend werden ausgewählte, vor allem von der EU unterstützte CO₂-Projekte (noch laufende EU-Projekte orange markiert) kurz vorgestellt, unter Angabe von Zielen, Laufzeiten und beteiligten deutschen Projektpartnern:

- **CASTOR** CO₂ von der Abscheidung zur Speicherung, CO₂-Speicherung in Aquiferen / CO₂-Speicherung in Kohlenstoffreservoirs / Membranen / Modellierung und Kartierung / Monitoring und Verifikation / Physikalische Absorption / Sicherheits- und Umweltfragen, Laufzeit: 02/04 – 01/08, beteiligt: BGR.
- **CO₂SINK** Speicherung von CO₂ aus einem Biomassekraftwerk in Aquiferen (bei Ketzin) / Modellierung und Kartierung / Monitoring und Verifikation / Sicherheits- und Umweltfragen, Laufzeit: 04/04 – 03/09, beteiligt: GFZ, G.E.O.S, Uni Stuttgart, RWE Power AG.
- **CO₂STORE** CO₂-Einspeicherungsprojekt in Aquiferen / Monitoring und Verifikation/ Laufzeit: 02/03 – 02/06, beteiligt: BGR.
- **GESTCO** Eine Abschätzung über europäische Speicherpotenziale für CO₂ aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe, Laufzeit: 06/99-12/01, beteiligt: BGR.
- **ICBM** Dieses Projekt untersucht eine Reihe von technischen Herausforderungen bei der Sequestrierung von CO₂ mittels ECBM-Verfahren (Enhanced Coal Bed Methane recovery), Laufzeit: 10/03 – 10/06, beteiligt: Deutsche Steinkohle AG.
- **Dynamis** Towards hydrogen production with CO₂ management. Ziel dieses Projektes ist die Untersuchung möglicher Wege zu einer kostengünstigen industriellen Wasserstoffproduktion mit integrierter CO₂-Abscheidung und –Speicherung. Die Finanzierung erfolgt durch die EU und einem Konsortium von Industriepartnern. Laufzeit 01/06 –noch offen, beteiligt: BGR.
- **CO₂-Geonet** European Network of Excellence on Geological Storage of CO₂. Aufbauend auf den Ergebnissen der bisherigen EU-Forschungsprojekte sollen die Partner dieses Netzwerkes F&E-Aktivitäten zu CCS gemeinsam und koordiniert weiter entwickeln, um eine Spitzenposition Europas auf diesem Gebiet zu festigen, Laufzeit 04/04 – 03/09, beteiligt: BGR.
- **ENCAP** Hier geht es um die Entwicklung CO₂-freier Kraftwerkskonzepte mit einer CO₂-Abscheidung vor- bzw. integriert bei der Verbrennung (CO₂-freies IGCC, Oxyfuel, Membranen), Laufzeit: 03/04 – 03/09, beteiligt: RWE, Siemens.
- **OxyCoal-AC** Verbundvorhaben zur Komponentenentwicklung (1. Phase) und Zusammenführung in einer Pilotanlage (2. Phase) für das Oxyfuel-Verfahren (Sauerstoffverbrennung) mit Entwicklung von Hochtemperatur-Membranverfahren. Laufzeit: 09/04 - 2007 (1. Phase), beteiligt: sechs Lehrstühle der RWTH Aachen, RWE Power, E.ON, Siemens, Linde, WS-Wärmeprozessstechnik. Förderung: BMW, MW.
- **RECOPOL** Versuchsweise CO₂-Einlagerung (bei Kattowitz) in nicht abbaufähigen tiefen Kohleflözen, Laufzeit: 11/01-11/04, beteiligt: RWTH Aachen.
- **ISCC** (Innovative in Situ CO₂ Capture technology for solid fuel gasification) das Projekt hat zum Ziel, bei der Braunkohlevergasung prozessintegriert speicherfähiges CO₂ abzutrennen (CO₂ >

90%). Laufzeit 01/04-12/06, beteiligt: Uni Stuttgart, IVD.

- **GeoCapacity** Das Forschungsprojekt wird von der Europäischen Union und einem Konsortium von Industriepartnern finanziert. Ziel des Projektes ist die Erstellung eines Europäischen Informationssystems zur Lage von CO₂-Quellen und Speichermöglichkeiten. Dabei wird auf vorhandenen Ergebnissen der vorangehenden Integrierten Projekte GESTCO und CASTOR aufgebaut und insbesondere Daten für die neuen EU-Länder in Osteuropa hinzugefügt. Laufzeit: 01/06 – 1/09, BGR.

Zum Forschungsbereich der CO₂-Sequestrierung gibt es auf EU-Ebene folgende Netzwerke:

CO₂GeoNet - Der Fokus dieses Netzwerkes liegt auf der geologischen CO₂-Speicherung als eine Treibhausgasminderungsoption. Die Mitglieder kommen aus Forschung und Industrie.

CO₂NET - Das „European networking development program“ zur geologischen CO₂-Speicherung, CO₂-Abtrennung und Null-Emissions-Technologie-Optionen resultierte in das „European Carbon Dioxide Thematic Network“, CO₂NET. Dieses Netzwerk verbindet die Geologischen Dienste europäischer Mitgliedsstaaten und andere Forschungseinrichtungen.

EuroGeoSurveys – Netzwerk zur Unterstützung der EU, indem das gesammelte technische Know-how der Geologischen Dienste der EU Mitglieds- und Beitrittsstaaten gesammelt wird.

Eurogif - EUROGIF repräsentiert die europäische Öl-, Gasversorgungs- und Dienstleistungsindustrie. „EUROGIF brings an industry perspective to the EU in terms of their formulation of both energy policy and Framework Programs for sponsored research“.

Die **CATS**- Initiative (Carbon Abatement Technology Strategy) der englischen Regierung ist ein Demonstrations- und Forschungsprogramm zur Weiterentwicklung von „Zero-Emission-Technologies“ und zur Effizienzsteigerung im Bereich der Kohlekraftwerke. Es handelt sich um ein 10-Jahresprogramm, dessen Fokus auch auf der internationalen Zusammenarbeit in diesem Themenbereich liegt.

Desweiteren wurde in Großbritannien die **Carbon Capture and Storage Association (CCSA)** gegründet. Es handelt sich dabei um einen Zusammenschluss von Firmen hauptsächlich aus der Energieversorgungsbranche und dem Anlagenbau, dem an einer Weiterentwicklung der geologischen Speicherung und der Vertretung ihrer Interessen in diesem Bereich gelegen ist.

Erwähnenswert ist auch das niederländische CCS-Forschungsprogramm **CATO** (CO₂ Capture, Transport and Storage in the Netherlands), welches durch das Utrecht Centre for Energy research (UCE) geleitet und von der niederländischen Industrie, Forschungsinstituten, Universitäten und Umweltorganisationen getragen wird. Ziel dieses Programms ist aufzuzeigen, zu welchen Bedingungen CCS in ein nachhaltiges Energiesystem eingebunden werden kann unter Berücksichtigung ökonomischer, technischer, sozialer und ökologischer Gesichtspunkte. Gefördert wird dieses Programm mit insgesamt 25,4 Mil. Euro und hat eine Laufzeit von 2004 – 2008.

Hervorzuheben sind neben den genannten Forschungsprojekten in Europa die bereits kommerziell betriebenen CO₂-Speicherprojekte **Sleipner** (Norwegen) und **CRUST** (NL).

In Norwegen wird eine CO₂-Steuer bei der Offshore-Erdgasförderung erhoben. Dies veranlasste 1996 die Firma Statoil dazu, das aus dem Erdgas-Feld **Sleipner** mitgeführte CO₂ (Begleitgas mit einem Anteil von 9 %) in ein über dem Erdgasfeld befindliches salines Aquifer (Utsira Formation) einzuspeichern (1 Mt/a). Desweiteren wollen Statoil und der niederlän-

dische Shell-Konzern Kohlendioxid-Emissionen aus einem bis spätestens 2012 erbauten GuD-Kraftwerk im norwegischen Tjeldbergodden (siehe folgende Abbildung) zu den Öl- und Gasfeldern Draugen und Heidrun transportieren. Dort soll das abgeschiedene CO₂ zum EOR/EGR genutzt und dabei jährlich 2-2,5 Mt CO₂ eingespeichert werden.



Abb. A 6 Übersicht über die geplanten CCS-Anlagen in Tjeldbergodden in Norwegen

Quelle: Statoil

Das Projekt **CRUST**, welches seit März 2005 durchgeführt wird, ist der erste Versuch, in ein noch produzierendes Gasfeld CO₂ einzupressen. In diesem Pilotversuch werden anfangs 20.000 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespeichert, später soll diese Menge auf 480.000 Tonnen pro Jahr erhöht werden. Vom Ansatz her ist das Projekt als Enhanced Gas Recovery (EGR) zu bezeichnen. Im Vordergrund steht bisher jedoch noch die Erforschung der Migrationsdynamik des CO₂, nicht die tatsächliche Erhöhung der Gasausbeute. Das produzierte Gas weist von Natur aus einen hohen CO₂-Anteil von ca. 13 % auf (IEA 2005). Das Projekt wird zu 90 % vom niederländischen Wirtschaftsministerium finanziert, erfordert also bisher kaum finanziellen Einsatz der Privatwirtschaft (die restlichen 10 % werden vom Unternehmen Gaz de France getragen). CRUST beinhaltet die Abtrennung von CO₂ aus dem Fördergas und die anschließende Rückführung in das Reservoir. In den Niederlanden existiert im Übrigen eine Vergütungsregelung für CO₂-freien Strom, worunter prinzipiell auch der Strom aus fossilen Energieträgern fällt, sofern das entstehende CO₂ aus der Atmosphäre entzogen wird.

Im Rahmen eines von BP initiierten Projektes in Zusammenarbeit mit ConocoPhillips, Shell und Scottish and Southern Energy soll in **Peterhead/Schottland** Erdgas in Wasserstoff und CO₂ reformiert werden (siehe nachfolgende Abbildung). Der Wasserstoff soll in einem GuD-Kraftwerk eingesetzt werden, in dem genug Strom für die Versorgung von mehr als 700.000 Haushalte erzeugt werden soll. Das CO₂ soll vor die Küste transportiert und mehr als drei

Kilometer unter dem Meeresboden in das Miller-Ölfeld gepumpt werden, wodurch der Ausbeutungszeitraum des Ölfeldes um 15–20 Jahre verlängert und der Ertrag gesteigert werden könnte. Gleichzeitig würden jährlich 1,8 Millionen Tonnen CO₂ aufgefangen und permanent gelagert (BP 2005).

STROMERZEUGUNG AUS WASSERSTOFF IN PETERHEAD, SCHOTTLAND

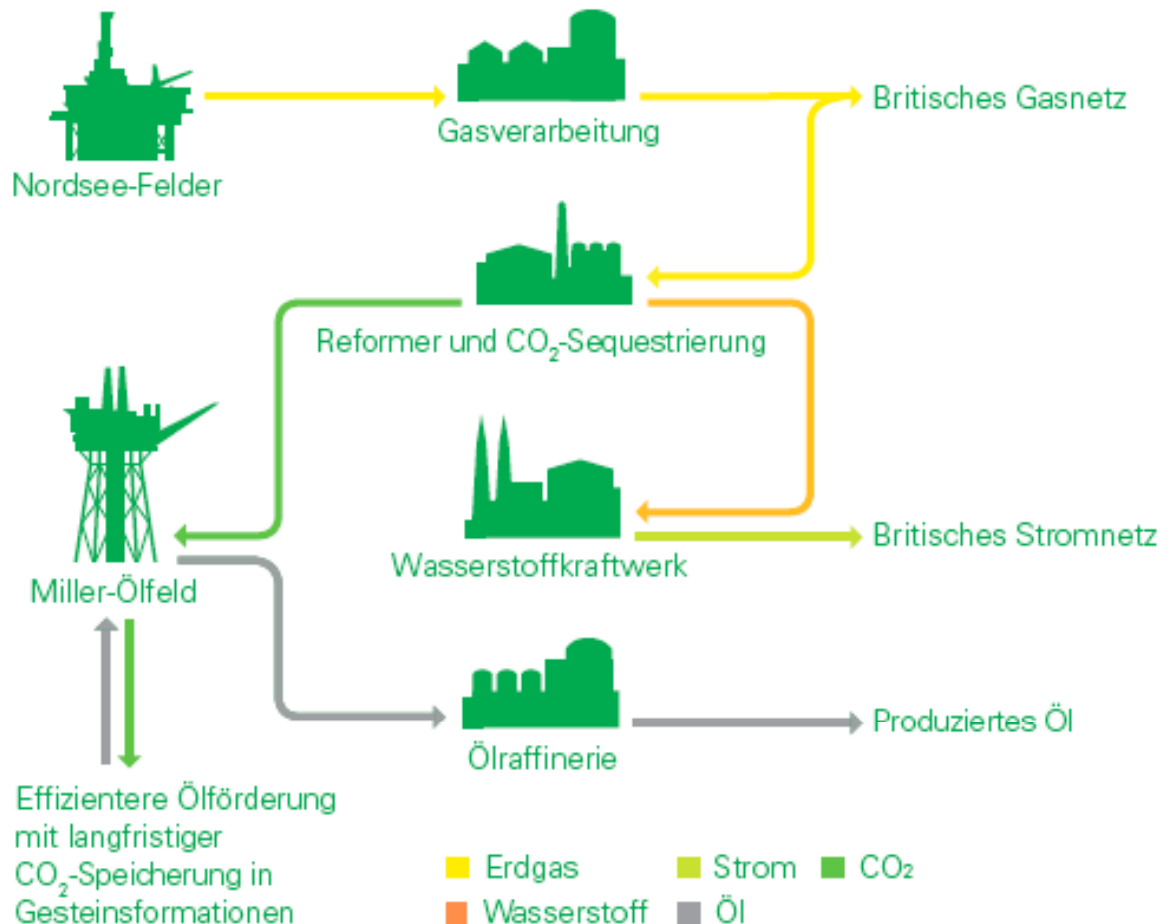


Abb. A 7 Stromerzeugung aus Wasserstoff in Peterhead, Schottland

Quelle: Nachhaltigkeitsbericht 2005, BP

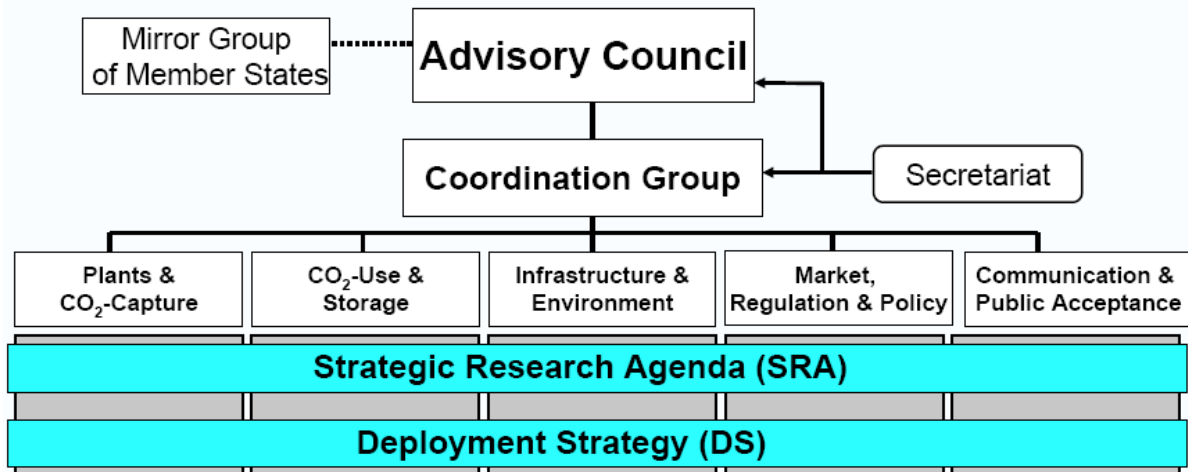
Entwicklungsperspektiven in Europa

Neben internationalen und amerikanischen Informationsplattformen und Netzwerken bietet die Europäische Union im Rahmen ihrer Forschungsprogramme Informations-Plattformen und Netzwerke an.

Mit der „European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants“ (ETP ZEFFPP 2005) wurde eine Einrichtung zur Koordination notwendiger Maßnahmen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bei der Energieerzeugung installiert. Die Organisationsstruktur ist aus der nachfolgenden Abbildung ersichtlich. Als wesentliche Ergebnisse verschiedener Arbeitsgruppen werden dort die Dokumente „Strategic Research Agenda“ und „Strategic Deployment Document“ genannt. Diese sollen - gegliedert in sofortige Maßnahmen, bis zum

Jahr 2030 und darüber hinaus - Strategien für den Weg Europas zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele sowie für die Markteinführung aufzeigen. Entwürfe der beschriebenen Dokumente sollten bis Mitte 2006 vorliegen.

Technology Platform ZEFFPP: Organisational Structure



Technology Platform ZEFFPP: Members of Advisory Council

Generators			
Kurt Haege	Vattenfall AB(Chair)	: Germany	
Bernhard Fischer	E.ON Energie AG	: Germany	
Santiago Sabugal Garcia	ENDESA Generation	: Spain	
Johannes Lambertz	RWE Power AG	: Germany	
Gennaro de Michele	ENEL	: Italy	
Hakon Mosbech	ENERGI E2 A/S	: Denmark	
Equipment Suppliers			
Charles Soothill	ALSTOM (Vice-Chair)	: UK	
Harry Lampenius	Foster Wheeler	: Finland	
Iain Miller	Mitsui Babcock	: UK	
Norbert Koenig	Siemens AG Power Generation	: Germany	
Francois Jackow	Air Liquide	: France	
Giuseppe Zampini	Ansaldo Energia SpA	: Italy	
Oil/Gas			
Gardiner Hill	BP (Vice-Chair)	: UK	
Jean-Michel Gires	Total SA	: France	
Philippe Lacour-Gayet	Schlumberger	: France	
Graeme Sweeney	Shell Gas and Power	: UK	
Arve Thorvik	Statoll	: Norway	
Research			
Olivier Appert	IFP (Vice-Chair)	: France	
Antonio Valero	CIRCE (Vice-Chair)	: Spain	
Niels Peter Christensen	GEUS	: Denmark	
Josek Dubinski	CMI	: Poland	
David Falvey	BGS	: UK	
NGOs			
Frederic Hauge	The Belona Foundation	: Norway	
Kirsten Macey	Climate Action Network Europe	: Belgium	
Stephan Singer	WWF International	: Belgium	

Status of ETP ZEFFPP January 2006

5

Abb. A 8 Organisationsstruktur und Mitglieder der Technologie Plattform ZEFFPP European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants

Quelle: http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/zeffpp_power_plant_en.pdf

Internationale Aktivitäten und Politikstrategien

International bedeutsam ist insbesondere das **Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)**, eine internationale Klimaschutz-Allianz, welche 2003 auf Initiative der USA gegründet wurde. Das CSLF setzt sich für die Entwicklung kosteneffektiver Abscheidungs- und Speichertechnologien, für den kostengünstigen CO₂-Transport und die Langzeitstabilität der Speicherung sowie einen Informationsaustausch über ihre Aktivitäten im Bereich des Klimaschutzes mittels CCS ein. Mitglieder dieser Initiative sind neben der EU 20 weitere Länder (<http://www.cslforum.org>). Derzeit laufen weltweit etwa 17 durch das CSLF unterstützte Projekte, deren Forschungsschwerpunkte der nachfolgenden Abbildung entnommen werden können.

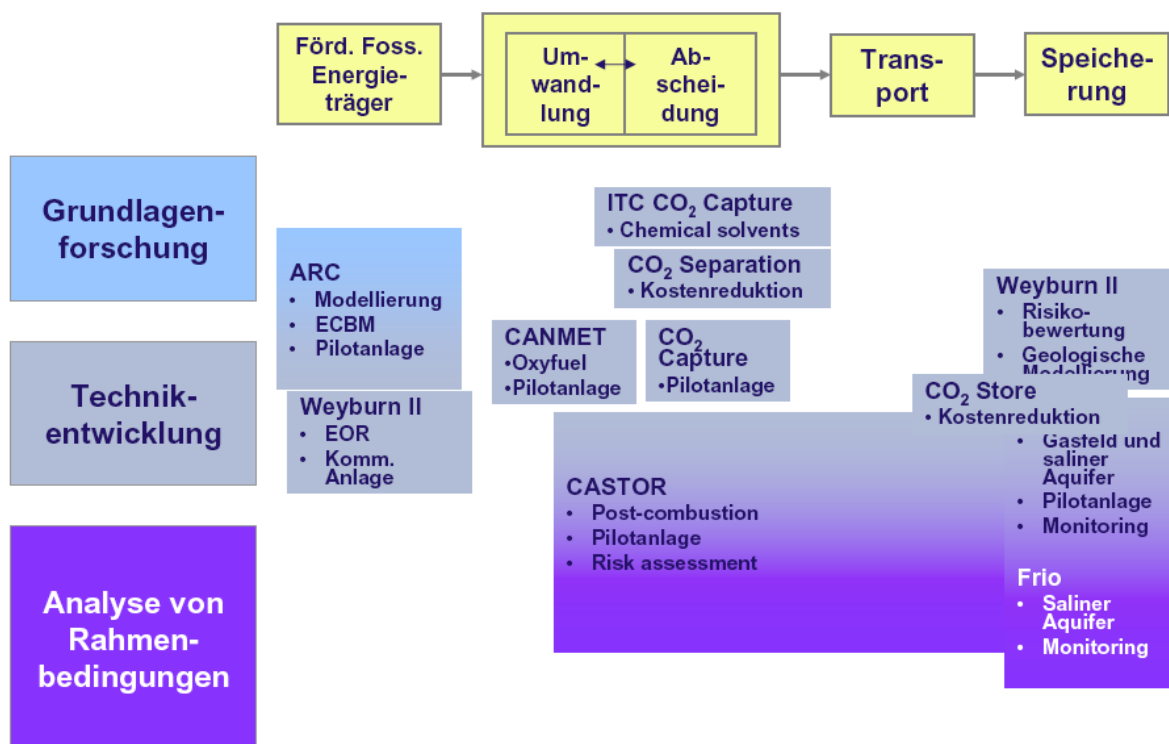


Abb. A 9 Projektategorien und Forschungsschwerpunkte des CSLF

Quelle: Hake 2005

Eines dieser Projekte ist das Enhanced Coalbed Methane Recovery Project des Alberta Research Council (ARC) in Kanada, welches den Versuch unternimmt CO₂ in ein tief liegendes Kohleflöz einzupressen und das dabei frei werdende Methan zu nutzen (ECBM-Verfahren). Auf Basis dieser Ergebnisse soll dann in Ostchina das Development of China's Coalbed Methane Technology/Carbon Dioxide Sequestration Project durchgeführt werden.

Die Internationale Energieagentur (IEA) führt zum Thema CCS u.a. folgende Arbeiten durch: „Working Party on Fossil Fuels“ fördert die Entwicklung von „Zero Emissions Technologies“

und koordiniert länderübergreifend die Zusammenarbeit und den Erfahrungsaustausch auf diesem Gebiet. Das Implementing Agreement Clean Coal Center stimuliert die Innovation und Nutzung von Kohle als „sauberen Energieträger“, indem die Potenziale von geeignet erscheinenden Techniken untersucht, offene Fragen identifiziert und die Ergebnisse aus der Zusammenarbeit gemeinsam publiziert werden. Das Implementing Agreement Greenhouse Gas R&D Programme analysiert und bewertet verschiedene technische Optionen hinsichtlich ihres Potenzials zum Klimaschutz und veröffentlicht diese Ergebnisse.

Einige Länder haben eigene Programme zum Thema CCS aufgelegt, die nachfolgend kurz vorgestellt werden.

Das Programm der Australier **COAL 21** zielt ab auf die Reduzierung der Treibhausgasemissionen aus der Kohleverstromung im Rahmen einer Gemeinschaftsinitiative von Regierung, Wirtschaft und Wissenschaft.

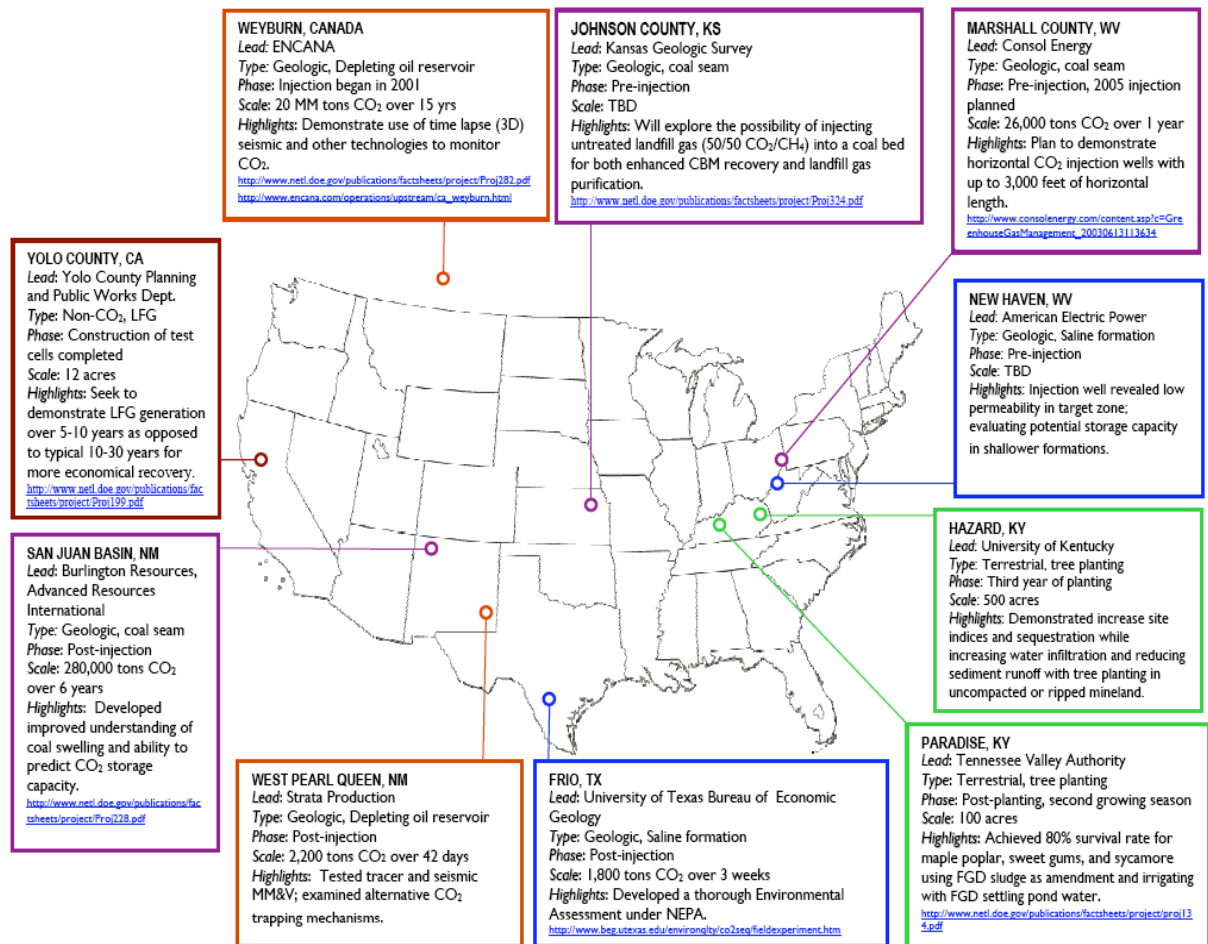
Im Herbst 2005 wurde eine „EU-China Partnership on Climate Change“ beschlossen, welche den „EU-China Action Plan on Clean Coal“ beinhaltet, der auf die gemeinsame Entwicklung und Anwendung von „near zero emission coal projects“ abhebt. Im Januar 2006 wurde in diesem Zusammenhang eine erste konkrete Vereinbarung zwischen Großbritannien und China geschlossen. In einer dreijährigen „Feasibility study“ soll hier zunächst die Durchführbarkeit verschiedener technischer Konzepte geprüft werden und die Option für eine geologische Speicherung des CO₂ untersucht werden. Dies zeigt, dass die Forschungsbemühungen aber auch die praktischen Ansätze im Bereich CCS beginnen, sich über die EU und die USA hinaus zu öffnen.

Die USA haben eine international bedeutsame Politikstrategie in Form der/des „**Carbon Sequestration Technology Roadmap and Program Plan**“ (DoE 2003/2005) veröffentlicht, welche folgende drei Forschungsbereiche abdeckt:

A. Core R&D Das Ziel dieses Programms ist es, die Sequestrierungsforschung voranzutreiben und neue Sequestrierungstechnologien bis zur Markteinführungsphase zu entwickeln. Das Core-Programm ist in fünf Bereiche unterteilt:

1. CO₂-Abtrennung
2. CO₂-Speicherung
3. Monitoring, Mitigation und Verifikation
4. Kontrolle der anderen Treibhausgase
5. Neue Konzeptionen

Ergänzt werden diese Forschungsbereiche um Demonstrationsprojekte/-anlagen mit unterschiedlichem Forschungsfokus, siehe nachfolgende Abb. A 10.

Abb. A 10 CO₂-Sequestrations-Demo-Projekte in den USA

Quelle: DoE 2005 (Department of Energy)

- B. Infrastructure Development** Das amerikanische Energieministerium (DoE) initiierte 2003 sieben regionale CO₂-Sequestrierungs-Partnerschaften mit dem Ziel, eine Infrastruktur zu entwickeln, um zukünftige CCS-Pilotprojekte zu ermöglichen. Durch diese Partnerschaft ist ein nationales Netzwerk aus Firmen und Fachkräften gebildet worden, um den Einsatz von CCS voran zu treiben. Es wurde ein Sequestrierungs-Atlas der Vereinigten Staaten erarbeitet, indem man die vorrangigen Bereiche für CCS-Pilotprojekte identifizierte.
- C. Program Management** ist das Programm für das Forschungs- und Entwicklungsmanagement: Das amerikanische Energieministerium (DoE) möchte seine Programmziele und das dafür vorgesehene Budget so effektiv wie möglich um-/einsetzen. Dies soll u.a. erreicht werden durch industrielle/staatliche Partnerschaften, nationale und internationale Kooperationen, Analysen und Projektevaluationen sowie einer proaktiven Öffentlichkeitsarbeit.

Das amerikanische Energieministerium (DoE) hat im Rahmen eines breiter angelegten, mit fast 2 Mrd. \$ und zu 80 % staatlich dotierten Clean Energy-Programms das Sonderprojekt „FutureGen“ gestartet, das auf den Prototyp einer neuen, industriell verfügbaren Kohlekraftwerkstechnologie zielt. Beteiligt sind die größten Strom- und Kohleunternehmen in den USA,

darunter auch RAG AmericanCoal sowie E.on. Basistechnik soll die Kohlevergasung sein, angestrebt wird ein Wirkungsgrad von 60 % bei einer CO₂-Abscheidung von 90 %. Außer Strom soll auch Wasserstoff für andere Verwendungen, z.B. für Brennstoffzellen im Straßenverkehr, erzeugt werden. Die Stromkosten sollen nur 10 % über denen bei heutigen Techniken liegen.

Die RAG Coal International beteiligt sich an einem weiteren Forschungsprojekt (**ZECA**=Zero Emission Coal to Hydrogen Alliance) in den USA, welches sich ebenfalls mit der Stromerzeugung aus Kohle ohne CO₂-Emissionen beschäftigt. Ziel dieses Projektes ist die langfristige Sicherung der Kohle als Energieträger. Ausgangspunkt der Forschungen ist ein Verfahren, bei dessen Verstromung von Steinkohle keine CO₂-Emissionen frei gesetzt, sondern mineralisch gebunden werden. Erste Erfahrungen sollen mit diesem neuen, auf der Brennstoffzellentechnik basierenden Kraftwerkstyp im industriellen Maßstab gesammelt werden, die in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts in Betrieb gehen soll. Weitere Details zum ZECA-Projekt sind auf www.zeca.org zu finden.

Ein kommerziell betriebenes Speicherprojekt in den Vereinigten Staaten findet sich im **Weyburn**-Ölfeld. Hier dient CO₂ zum Enhanced Oil Recovery (EOR)⁷⁰, das CO₂ stammt aus einer Vergasungsanlage aus North-Dakota und wird über ein Pipeline-System angeliefert. Das CO₂ verbleibt nach der Verpressung im Untergrund.

Eine industrielle Verwendung von CO₂ findet u.a. bereits im Kraftwerk **Shady Point** (KWK) im Bundesstaat Oklahoma statt, hier werden aus einem Rauchgasteilstrom täglich 200 Tonnen CO₂ abgetrennt und für die Lebensmittelindustrie bereitgestellt.

Bei einem Wasserstoffkraftwerk, das im kalifornischen **Carson** entstehen soll, ist die Verwendung von Petrolkoks als Einsatzstoff geplant. Dies würde demonstrieren, wie CO₂-arme Energie aus Kohle gewonnen werden kann, von der es in den USA reichhaltige Vorkommen gibt. Nach Inbetriebnahme würde das Projekt in Carson 500 MW CO₂-armen Strom produzieren – genug für die Versorgung von rund 325.000 Haushalten in Südkalifornien. Die Anlage würde auch zur Sequestrierung und dauerhaften Lagerung von jährlich rund 4 Millionen Tonnen CO₂ eingesetzt. Gemeinsam mit der Edison Mission Group, hofft BP 2006 detaillierte technische und kommerzielle Studien für das Carson-Projekt abschließen zu können, um 2008 endgültige Investitionsentscheidungen zu treffen und bis 2011 mit dem neuen Kraftwerk ans Netz gehen zu können (BP 2005).

Das **Greater Gorgon Gas Development** in Australien ist ein Projekt zur Gasförderung und anschließenden LNG-Produktion und wird von ChevronTexaco durchgeführt. Zur LNG-Produktion (jährlich sind 10 Millionen Tonnen geplant) muss das im Fördergas enthaltene CO₂ entfernt werden⁷¹. Der restliche Teil des geförderten Gases wird gasförmig weitergeleitet. Das zu verpressende CO₂ entsteht hauptsächlich bei der LNG-Produktion und in anderen energieintensiven Arbeitsprozessen, ein kleinerer Teil wird vom Begleit-CO₂ beigesteuert. Die aufnehmende Formation ist ein saliner Aquifer unterhalb der Insel Barrow, auf der auch die LNG-Produktionsstätte stehen wird. Das Einspeicherungsprojekt wird mindestens 300 Millionen AUS\$ kosten (ca. 180 Millionen Euro). Laut Aussagen von ChevronTexaco gibt es von

⁷⁰ Verfahren, bei dem zur Steigerung der Ölausbeute Wasser oder CO₂ in die Bohrlöcher gepresst wird.

⁷¹ Das CO₂ würde sonst gefrieren und die Anlagen beschädigen.

Seiten des australischen Gesetzgebers keine Verpflichtung zur Vermeidung von CO₂-Emissionen. Als Motivation wird demnach die Sorge um den Klimawandel und das damit verbundene verantwortungsvolle Treibhausgas-Management des Konzerns angegeben (Gorgon 2005).

Entwicklungsperspektiven in Japan und Australien

Auch hier steht, wie in allen Roadmaps, als sofortige Maßnahme die Effizienzsteigerung beim Bau neuer Kraftwerke im Vordergrund. Seit 1995 ist in Japan beim Bau neuer Kohlekraftwerke eine kontinuierliche Steigerung der Dampfparameter (Druck und Temperatur) zu verzeichnen (Santos & Davison 2006). Während in Europa und USA kurz- bis mittelfristig „pre- und post combustion“ Maßnahmen im Vordergrund stehen, setzt Japan frühzeitig auf die Einführung der Brennstoffzellen Technologie in Kombination mit der Kohlevergasung. Des Weiteren gibt es Kooperationen zwischen Japan und Australien im Bereich „Oxyfuel Combustion“ und IDGCC (Integrated Drying Gasification Combined Cycle) was hauptsächlich in Australien verfolgt wird. Im gemeinsamen „Hyper-coal project“ soll in Australien Kohle demineralisiert werden, welche dann in Japan zur emissionsarmen Energieerzeugung eingesetzt werden kann.

Beachtenswert sind auch die von BP/Sonatrach und ChevronTexaco initiierten und in der Planung befindlichen Projekte: In einem Joint Venture zwischen BP und Sonatrach namens **In Salah CO₂ Geological Storage Demonstration Project** wird in Algerien aus der laufenden Gasproduktion das anfallende CO₂ separiert. Dies ist erforderlich, um die Exportspezifikationen (CO₂-Gehalt < 0,3 %) zu erreichen. Das entfernte CO₂ wird nicht in die Atmosphäre entlassen, sondern in eine geologische Formation verbracht. Insgesamt sollen auf diese Weise jährlich 900.000 bis 1.000.000 Tonnen CO₂ in den Untergrund eingespeichert werden. Als Motivation nennt BP die Selbstverpflichtung des Konzerns, seine klimarelevanten Emissionen zu senken. BP-intern existiert ein Emissionshandelssystem, in dem das eingespeicherte CO₂ dann wohl in Zertifikate umgesetzt werden kann. Es ist zu betonen, dass der größte Teil der CO₂-Emissionen aus den energieverbrauchenden Prozessen stammt und das mitgeförderte CO₂ nur einen geringen Teil ausmacht (IEA 2005).

Zum Forschungsbereich der CO₂-Sequestrierung gibt es ferner nachfolgend aufgeführte Netzwerke:

Monitoring Network - Gegründet am 8. November 2004 bei einem Treffen an der University of California Santa Cruz organisiert durch IEA GHG and BP mit Unterstützung von EPRI und dem amerikanischen Energieministerium DoE/NETL.

International Network for CO₂-Capture - Die IEA GHG entwickelte das CO₂-Capture Netzwerk, welches als Forum und zur Unterstützung von Projekten im Forschungsbereich Abscheidung dient, die Mitglieder kommen ausschließlich aus der Industrie.

International Network on Biofixation of CO₂ and Greenhouse Gas Abatement with Microalgae - Der Zweck des Microalgae Biofixation Netzwerkes ist es, eine Plattform für Organisationen zu bieten, welche sich für die F&E Maßnahmen der Treibhausgasreduzierung durch Mikroalgen interessieren bzw. beschäftigen. Die Mitglieder setzen sich aus Bereichen der Industrie, der Forschung und dem amerikanischen Energieministerium zusammen.

ZECA Zero Emission Coal Alliance – Ein Konsortium aus USA und Kanada, bestehend aus 18 Regierungsmitgliedern, Forschungsorganisationen und der Kohleindustrie, welche die Entwicklung neuer und hocheffizienter Technologien zur Elektrizitätserzeugung und/oder der Wasserstoffproduktion aus Kohle „with zero atmospheric emissions“ vorantreiben.

EnergyNet – Ein nationales kanadisches Netzwerk aus Forschung, Industrie und Ministerien, zur Entwicklung zukünftiger Wege und neuer Technologien, um sich ein breites Angebot erschwinglicher und umweltverträglicher Energie zu erschließen.

CCS-Projekte in Deutschland

Auch in Deutschland werden bereits konkrete Projekte im Bereich CO₂-Abtrennung und Speicherung durchgeführt bzw. sind in der Entwicklung. Darüber hinaus sind deutsche Institutionen an verschiedenen EU-weiten Forschungsvorhaben beteiligt (s. Kap.4.1).

Von besonderer Bedeutung ist das Projekt **CO₂Sink**: Gefördert durch die EU wird derzeit, unter Federführung des Geoforschungsinstitut Potsdam, CO₂ unter realen Bedingungen in eine geologische Formation einzuspeichern. Mittlerweile sind 17 verschiedene Partner an diesem Projekt beteiligt, darunter auch Kraftwerksbetreiber. Die Speicherung erfolgt innerhalb eines unterirdischen Porenspeichers (welcher sich in Ketzin - nahe Berlin - unterhalb eines Erdgasspeichers befindet). U.a. soll durch verschiedene Monitoringverfahren das Verhalten des eingespeicherten Gases überprüft und damit Erkenntnisse zur Langzeitstabilität erlangt werden.

Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) fördert im Rahmen seines Forschungs- und Entwicklungsprogramms „**GEOTECHNOLOGIEN**“ (seit Mitte 2005) zehn interdisziplinäre Forschungsverbünde aus Wissenschaft und Wirtschaft mit knapp 7,5 Millionen Euro. Ziel der zunächst auf drei Jahre ausgelegten Forschungsvorhaben ist es, die technologischen, ökologischen und ökonomischen Perspektiven einer unterirdischen Lagerung des Treibhausgases CO₂ zu prüfen (vgl. Übersicht im nachfolgenden Kasten).

Laufende Projekte im Rahmen des BMBF F&E-Programms Geotechnologien mit dem Themenschwerpunkt »Erkundung, Nutzung und Schutz des unterirdischen Raumes«:

Entwicklung und Bewertung innovativer Strategien zur Speicherung und dauerhaften Fixierung von CO₂ in geologischen Formationen (**CO₂-TRAP**)

RWTH Aachen, Universität Bayreuth, Universität Stuttgart, RWE-DEA AG Hamburg; RWE Power AG Köln, Saar Energie GmbH Saarbrücken, Deutsche Steinkohle AG Herne, Deutsche Montan Technologie Essen.

Lagerung von CO₂ in tiefliegenden Erdgaslagerstätten und die Möglichkeiten einer zusätzlichen Erdgasgewinnung (**Enhanced Gas Recovery**) - Eine Machbarkeitsstudie

TU-Clausthal Zellerfeld, BGR Hannover, Vattenfall Europe, EEG Gommern, E.ON-Ruhrigas, Wintershall Kassel.

CO₂-Lagerung und Entwicklung von Überwachungs- und Sicherheitstechnologien (**COSMOS**)

GeoForschungsZentrum Potsdam, Deutsches Brennstoff Institut – Gastechnologisches Institut GmbH (dbi-gti); Vattenfall Europe Mining AG Cottbus; Universität Karlsruhe; RWE Power AG Essen.

Recycling von CO₂ durch mikrobielle-biogeochemische Umwandlung in Methan (CH₄) im tieferen Untergrund (**RECOBIO**)

GEOS-Freiberg Ingenieurgesellschaft mbH, Dresdner Grundwasserforschungszentrum e.V. (DGFZ).

CO₂-Bindung durch Mineralreaktionen in sauren Grubenwässern und Restseen des Braunkohletagebaus (**CDEAL**)

Technische Universität Bergakademie Freiberg.

Hochauflösende Abbilder des Untergrundes zur CO₂-Lagerung mit Hilfe der CRS Methode (**CO₂CRS**)

Trappe Erdöl Erdgas Consultant Isernhagen; Universität Karlsruhe; Freie Universität Berlin.

Entwicklung des SPIN Instrumenten Systems für Erkundung und Monitoring bei der unterirdischen CO₂-Speicherung mittels nuklear-magnetischer Resonanz

Geohydraulik Data, TU Berlin, FH Gelsenkirchen.

Echtzeitbeobachtung des chemischen und kinetischen Verhaltens von Kohlendioxid während der geologischen Sequestrierung (**CHEMKIN**)

GeoForschungsZentrum Potsdam; Umwelt- und Ingenieurtechnik GmbH Dresden; Universität Potsdam; Technische Universität Clausthal; Optimare GmbH, Wilhelmshaven.

Numerische Untersuchungen zur CO₂ Sequestration in geologischen Formationen – problemorientierte Benchmarks

Universität Stuttgart; Deutsche Montan Technologie Essen.

Integrale Sicherheits- und Risikoanalyse der CO₂-Speicherung in Deutschland (**CO₂-UGS-Risks**)

Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH Braunschweig.

Vom Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) wurde das CO₂-Reduktions-Technologien-Forschungskonzept COORETEC (**CO₂-REDuktions-TEChnologien** in fossil befeuerten Kraftwerken) initiiert, welches im Verbund mit Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft zur Realisierung emissionsarmer Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger führen soll. So soll - mit Zeithorizont 2020 - die Entwicklung notwendiger Technologien für hocheffiziente, weitgehend abgasfreie und wirtschaftliche Kohle- und Gaskraftwerke aufgezeigt werden. Eine Weiterentwicklung dieses Forschungskonzeptes mündete u. a. in das Forschungsprojekt COORIVA (**CO₂-Reduktion durch integrierte Vergasung und Abtrennung**). Hier geht es um die Entwicklung eines IGCC-Konzeptes, welches die bisherigen großtechnischen Projekterfahrungen nutzt und die CO₂-Abtrennung einbezieht. Parallel dazu erfolgen Potentialuntersuchungen, u.

a. zur Vergasung von Braun- und Steinkohle, die Schaffung von Modellierungswerkzeugen und scale-up fähigen Untersuchungen.

Von Seiten der Energieversorgungsunternehmen hat RWE die Errichtung einer IGCC-Anlage mit CO₂- Abtrennung bis 2014 angekündigt und Vattenfall baut seit Mai 2006 am Standort Schwarze Pumpe ein Demo-Oxyfuel-Kraftwerk (siehe auch Studienteil 2 unter Kap.2.2), welches 2008 in Betrieb gehen soll.

zu Kap.8: Leitfragen für die Planung einer CO₂-Transportinfrastruktur

Im Folgenden sind wichtige Fragestellungen, die für den Entwurf und die Ausführung von CO₂-Transportinfrastrukturen leitend sein können, aufgeführt:

Leitfragen für eine Transportinfrastrukturanalyse:

- 1) Wo liegen Gemeinsamkeiten, wo Unterschiede im Handling von Erdgas und CO₂?
 - a. stoffliche / thermodynamische Eigenschaften
 - b. Risikomanagement
 - c. Korrosion
 - d. Pipelinetransport (Druckniveau, Leitungsquerschnitte, Volumen- und Massenströme, Verdichterleistungen)
- 2) Wo liegen Erfahrungen vor mit dem Handling und Transport von CO₂ oder mit Transporten von Gasen mit ähnlichen Eigenschaften (z.B. LPG)?
- 3) Wer könnte typischerweise Betreiber von CO₂-Pipelines sein?
- 4) Welche Kombinationen aus Onshore-/Offshore-Transportsystemen sind denkbar (z.B. Onshore-Pipelines + Sammelleitung + Zwischenspeicher + Schiffbetankung + ...) und sinnvoll?
- 5) Welche infrastrukturellen Fragestellungen (Anlandesysteme, Konkurrenz zu bestehendem Schiffsverkehr etc.) ergeben sich daraus?
- 6) Welche Trassenauswahl (in ökonomischer und ökologischer Hinsicht sowie in Bezug auf Risiko- und Akzeptanzfragen) ist sinnvoll?
- 7) Wie viele Verdichterstationen (elektrisch / gasbetrieben?) müssen an welchen Stellen errichtet werden?
- 8) Welche Fragestellungen sind für eine Kostenanalyse relevant?
 - a. Euro pro Kilometer Pipeline (als Fkt. von Durchmesser, Druckniveau, Volumen-/Massenstrom, Geländetopographie...)
 - b. Euro pro Kilometer transportierter Tonne CO₂ (als Fkt. von Aggregatzustand, Kapazitätswolumen, Reifegrad der Technologie...)
 - c. Kosten der Zusatzeinrichtungen (Verflüssiger, Zwischenverdichter, Sammler, Messstationen...)
- 9) Wie könnten Lernkurven von CO₂-Pipelines (Einzelleitungen, Verbund etc.) aussehen?
- 10) Welche Fragestellungen sind für eine Zeitanalyse relevant?

- Wann können welche Kraftwerke und CO₂-Senken in Betrieb genommen werden?
- Wann werden welche Senken voll sein?
- Innerhalb welchen Zeitraums wird eine CO₂-Pipelineinfrastruktur aufgebaut werden können (Planungs-, Genehmigungs- und Bauvorlaufzeiten!)?
- Wann werden welche CO₂-Zwischenspeicher (für Offshore-Schifftransporte bzw. Onshore-Straßen- und -Schienentransporte) benötigt bzw. wann sind sie verfügbar?

11) Welche Genehmigungsverfahren und Planvorlaufzeiten sind für Pipeline-Neubau bzw. – Erweiterung i.d.R. erforderlich?

12) Welche Probleme könnten bei der Errichtung von CO₂-Pipelines parallel zu den bestehenden Erdgasleitungen entstehen (z.B. Platzbedarf bei engen Trassen, Akzeptanz bei zusätzlich notwendigen Rodungen)?

13) Welche CO₂-spezifischen Anforderungen an das Pipelinennetz incl. Anlagenkomponenten wie Verdichterstationen, Messstationen etc. sind hinsichtlich Sicherheitsanforderungen, Korrosion etc. erforderlich?

14) Genügt beim CO₂-Transport in überkritischem Zustand eine einmalige Kompression am Anfang (beim Kraftwerk) oder sind weitere Zwischenverdichter erforderlich? Wenn ja, ab welchen Entfernungen bzw. Druckverlusten?

15) Sind ggf. stillgelegte Stadtgasleitungen (nach Umrüstung) für den CO₂-Transport geeignet? Wenn ja welche, wie sind sie geografisch aufgestellt (Transport von wo nach wo) und welche Transportkapazitäten beinhalten sie?

Tab. A 4 Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO₂-Mengen für verschiedene Kraftwerkstypen (Stromproduktion)

1) Bilanzierung CO ₂ -Mengen		spez. CO ₂ -Emissionen (Brennstoff)		KW-Leistung (Netto)		Wirkungsgrade η		spez. CO ₂ -Emissionen (Strom)		Volllast-Stunden [h/a]	Jahres-stromprod. [MWh/a]	Jahresproduktion CO ₂		Abscheide-grad [%]	Zu entsorgende CO ₂ -Menge [tCO ₂ /a]
Energieträger	Verfahren	[gCO ₂ /MJ _J]	[gCO ₂ /kWh _J]	[MW _J]	ohne CCS	mit CCS	[-]	ohne CCS [gCO ₂ /kWh _{St}]	mit CCS [gCO ₂ /kWh _{St}]			ohne CCS [tCO ₂ /a]	mit CCS ¹⁾ [tCO ₂ /a]		
Braunkohle	DT	112	403	700	46%	34%		877	1.186	7.000	4.900.000	4.294.957	5.810.824	88%	5.113.525
	DT	92	331	700	49%	40%		676	828	7.000	4.900.000	3.312.000	4.057.200	88%	3.570.336
	DT, Oxy	92	331	700	49%	38%		676	872	7.000	4.900.000	3.312.000	4.270.737	99,5%	4.249.383
	IGCC	92	331	700	50%	42%		662	789	7.000	4.900.000	3.245.760	3.864.000	88%	3.400.320
Erdgas	GUD	56	202	700	60%	51%		336	395	7.000	4.900.000	1.646.400	1.936.941	88%	1.704.508
Heizöl EL	BHKW	74	266	2	38%	-		701	-	4.000	8.000	5.608	-	-	-

2) Bilanzierung Brennstoffmengen

Energieträger	Verfahren	Brennstoffverbrauch		Differenz		Brennstoff-Heizwerte		Brennstoff-Dichte	Brennstoffverbrauch		Zusatz-Brennstoffmengen für CCS
		ohne CCS [MWh/a]	mit CCS [MWh/a]	mit / ohne CCS [MWh/a]	[%]	[MJ/kg]	[kWh/kg]		ohne CCS	mit CCS	
Braunkohle	DT	10.652.174	14.411.768	3.759.591	35%	8,6	2,39	1 kg/kg	4.459.050 t/a	6.032.832 t/a	1.573.782 t/a
	DT	10.000.000	12.250.000	2.250.000	23%	29,4	8,17	1 kg/kg	1.224.490 t/a	1.500.000 t/a	275.510 t/a
	DT, Oxy	10.000.000	12.894.737	2.894.737	29%	30,4	8,44	1 kg/kg	1.184.211 t/a	1.527.008 t/a	342.798 t/a
	IGCC	9.800.000	11.666.667	1.866.667	19%	29,4	8,17	1 kg/kg	1.200.000 t/a	1.428.571 t/a	228.571 t/a
Erdgas	GUD	8.166.667	9.607.843	1.441.176	18%	46,5	12,92	0,780 kg/m ³	810.587.262 m ³ /a	953.632.073 m ³ /a	143.044.811 m ³ /a
Heizöl EL	BHKW	21.053	-	-	-	42,7	11,86	0,845 kg/l	2.100.508 l/a	-	-

Markierte Felder sind veränderbare Eingangsparameter!

Quelle für spez. Brennstoffkennwerte (Emissionen, Heizwerte, Dichte): BayLfU 2004

Tab. A 5 Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO₂-Mengen für verschiedene Synthesenanlagen (H₂-Produktion)

1) Bilanzierung CO ₂ -Mengen		spez. CO ₂ -Emissionen (Brennstoff)		Leistung (Netto)		Prozesswirkungsgrade η		spez. CO ₂ -Emissionen (H ₂)		Volllast-Stunden [h/a]	Jahres-H ₂ -Prod. [MWh/a]	Jahresproduktion CO ₂		Abscheide-grad [%]	Zu entsorgende CO ₂ -Menge [tCO ₂ /a]
Energieträger	Verfahren	[gCO ₂ /MJ _J]	[gCO ₂ /kWh _J]	[MW _J]	ohne CCS	mit CCS	[-]	ohne CCS [gCO ₂ /kWh _{St}]	mit CCS [gCO ₂ /kWh _{St}]			ohne CCS [tCO ₂ /a]	mit CCS ¹⁾ [tCO ₂ /a]		
Steinkohle	Vergasung	92	331	560	59%	55%		561	602	8.000	4.480.000	2.514.875	2.697.775	88%	2.374.042
Erdgas	Dampfref.	56	202	350	74%	69%		274	292	8.000	2.800.000	766.957	816.903	71%	580.001

2) Bilanzierung Brennstoffmengen		Brennstoffverbrauch		Differenz		Brennstoff-Heizwerte		Brennstoff-Dichte	Brennstoffverbrauch		Zusatz-Brennstoffmengen für CCS
Energieträger	Verfahren	ohne CCS [MWh/a]	mit CCS [MWh/a]	mit / ohne CCS [MWh/a]	[%]	[MJ/kg]	[kWh/kg]		ohne CCS	mit CCS	
Steinkohle	Vergasung	7.593.220	8.145.455	552.234	7%	29,4	8,17	1 kg/kg	929.782 t/a	997.403 t/a	67.621 t/a
Erdgas	Dampfref.	3.804.348	4.052.098	247.751	7%	46,5	12,92	0,780 kg/m ³	377.602.762 m ³ /a	402.193.390 m ³ /a	24.590.628 m ³ /a

Markierte Felder sind veränderbare Eingangsparameter!

Quelle für spez. Brennstoffkennwerte (Emissionen, Heizwerte, Dichte): BayLfU 2004

zu Kap.9: Kriterien für eine vergleichende Bewertung

Tab. A 6 Darstellung der Bewertungskriterien für verschiedene Optionen der CO₂-Vermeidung

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
Energetische Effizienz	Sinkt im Vergleich zu konv. Stromerzeugung (20 – 30 % Wirkungsgrad-einbuße)		Transportverluste (ca. 10 % auf 3000 km)
Kosten in ct/kWh	abhängig von Technologie	Ist: 6 – 10 €/ct/kWh, Zukunft: 4 – 6 €/ct/kWh	Ist: ca. 15 €/ct/kWh. Zukunft: 5 – 10 €/ct/kWh
Umweltauswirkungen, ökologische Restriktionen und Folgen sowie Risiken (direkt und indirekt)	Eingriffe in Ökosysteme durch verstärkten Abbau von Energieträgern (insbes. Kohle), durch Trassenbau für CO ₂ -Pipelines; stärkere Umweltverschmutzung durch Steigerung der Energietransporte (Kohleschiffe etc.);	Störung benthischer Ökosysteme, evtl. Beirung von Walen durch Infraschall. Anthropozentrische Argumentation: Schaffung neuer Ökosysteme könnte auf Fischbestände positiv wirken (Hartsubstrate bilden neue Siedlungschancen für Muscheln etc.; beruhigte Zone in Windparks kann als Kinderstube für Meeresorganismen dienen; Fischereifreie Zone). Kabellegung: Eingriff in benth. Fauna	<i>Anlagenstandort: In Wüstengebieten Eingriffe in Ökosysteme</i> HGÜ: Eingriffe vergleichbar anderen Stromleitungen, vor allem Beeinflussung des Landschaftsbildes
Rohstoffeinsatz bzw. Materialverbrauch	Je nach Technologie. Erhöhter Energieträgerverbrauch, erhöhter Materialeinsatz aufgrund Add-on-Charakter von Post-Combustion-Technologien. Aus-	Keine Ressourcenbelastung während Betrieb. Materialverbrauch für Anlagenbau und	Keine Ressourcenbelastung während Betrieb. Materialverbrauch für Anlagenbau und Netzanbindung

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
	weitung der Produktion fossiler Energieträger hat Auswirkungen auf Produktionsdynamiken (Verfügbarkeiten)	Netzanbindung	
Einsatzzeitfenster (mögliche Einsatzzeitpunkte) und Marktreife bzw. noch erforderliche F+E-Aufwendungen	Frühestens 2020	Anlagen sind marktreif, es existieren bereits Offshore-Windparks; Probleme entstehen möglicherweise durch Finanzierungs- und tlw. Genehmigungsengpässe. Keine Langzeiterfahrungen mit großen Offshore-Anlagen System- und Netzanbindung mit hohen Anforderungen verbunden	Anlagen (Solarthermische Kraftwerke) sind technologisch marktreif. Aufgrund erhöhter Gestehungskosten und starker Subventionierung fossiler Energieträger in den Zielländern Finanzierung bisher schwierig (geringe Rendite im Vgl. zu konventionellen KW bei konservativer Einschätzung zukünftiger Brennstoffbeschaffungskosten). Planungen von HGÜ-Trassen dauern mehrere Jahre, deshalb Einsatzfähigkeit des Stromferntransports frühestens ab 2010 – 2015. Technologie könnte allerdings bereits früher eingesetzt werden, dann zur Versorgung der jeweiligen Staaten, in denen STK errichtet werden
Kompatibilität mit dem Kraftwerksersatzbedarf	Einsatz kommt zu spät für die erste Welle des Ersatzprogramms von KW (2020 ist ein großer Teil des alten Parks bereits ersetzt)	Könnte einen Teil des Ersatzbedarfs bereitstellen gemäß der Ausbaustrategie des BMU (25 GW bis 2020 – 2030)	Bei sofortiger Umsetzung könnten ggf. noch erste Anteile des Ersatzbedarfs durch REG-Stromimporte gedeckt werden
Potenziäle und deren geografische Verteilung	Rohstoffpotenziäle abhängig von a) geologischer Verfügbarkeit b) Produzierbarkeit im Zeitverlauf c) tolerierbaren Begleiteffekten (Umweltbelastung etc.) Einzelanalysen erforderlich (nach	25.000 MW	nach europäischen Maßstäben unbegrenzt. Theoret. Potenzial in Maghred-Staaten: Vielfaches des Weltstrombedarfs

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
	Lieferländern und Infrastrukturen) CO ₂ -Speicherpotenziale vorhanden		
Akzeptanz	Bisher unklar, wird u. a. von Argumentationsstrategie abhängen	Hoch (entgegen den Befürchtungen der Tourismusbranche auch in Ferienregionen)	Bisher unklar. Akzeptanz von REG aber sehr hoch; REG-Stromimport in der Gesellschaft wenig bekannt und thematisiert, Ggf. Akzeptanzprobleme beim HGÜ-Bau
Realisierbarkeit	Bisher bestehen noch strukturelle Unklarheiten bzgl. des Regulierungsrahmens sowie rechtlicher Aspekte	Noch standortabhängige und infrastrukturelle Unklarheiten	Standortabhängige Unklarheiten. Umsetzung von STK bereits erfolgt (350 MW in USA), weiterer Ausbau in Umsetzung oder Planung (Spanien 2 x 50 MW in Umsetzung, mehrere STK in N-Afrika in Planung). Offene Probleme: evtl. Gefahr terroristischer Angriffe, dadurch Leitungsunterbrechung
Praktische Realisierbarkeit I Technische Herausforderungen	Im Rahmen des o. g. Zeitrahmens technisch realisierbar	Wird bereits umgesetzt. Erste Erfahrungsberichte zu technologischen Aspekten liegen vor, aber noch keine Langzeitstudien. Netzanbindung problematisch	Im Rahmen des o. g. Zeitfensters technisch realisierbar. Für spätere Erschließung weiterer Potenziale (Standorte ohne Kühlwasseranbindung) ist die Entwicklung von Trockenkühlung erforderlich
Praktische Realisierbarkeit II Rechtlicher Rahmen	Rechtl. Status von CO ₂ noch nicht widerspruchsfrei geklärt: Einstufung von CO ₂ als Abfall würde Speicherung begrenzen	Genehmigungsverfahren laufen, Umsetzung erfolgt	Offene Problemlage: Querung zahlreicher Länder. Aufgrund geringer Umweltprobleme sollten rechtliche und Regulierungsfragen von geringer Relevanz sein, Akzeptanz Netzinfrastuktur unklar

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
Praktische Realisierbarkeit III Weitere Aspekte	Tlw. Probleme zu erwarten bei: a) räumlich „eingegengten“ KW (Abscheide-Einheit könnte nicht angebaut werden) b) Trassenlegung für CO ₂ -Pipeline schwierig zu bewerkstelligen in bevölkerungsreichen Regionen	Tlw. Konflikte mit Naturschutz (Kabellegung durch Schutzgebiete). Ansonsten kompatibel mit Regulierungsrahmen (Genehmigungen wurden bereits erteilt).	
(technologische) Impulse für den weltweiten Klimaschutz	<i>vorhanden</i>	„Verbreitungspotenzial“ auch für Entwicklungsländer ist hoch. Wartung von Anlagen tlw. anspruchsvoll	Großtechnische Einführung z. B. von STK eröffnet große Chancen für den Einstieg in eine regenerative H ₂ -Wirtschaft. Weitere Impulse durch Kombination mit Meerwasserentsalzung oder sonst. Abwärmenutzung (z. B. solare Kälte und solare Prozesswärme)
Industriepolitische Chancen	D ist bisher kein Markt- bzw. Forschungsführer bei CCS, aber führend im konventionellen Kraftwerksbau. Technologieangebot wird voraussichtlich bei Großkonzernen bleiben (Siemens, Linde etc.)	Bei Windkraft gehört D zu den Weltmarktführern (zusammen mit Dänemark). Starke mittelständische Betriebe sind entstanden	Bei solarthermischen Kraftwerken gehören deutsche Unternehmen zu den Führern (zusammen mit Spanien und tlw. USA) Trassenlegung: z. B. Siemens
Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer	Möglich. Fraglich ist, ob Technologien robust genug sind, um auch in Entwicklungsländern optimal zu funktionieren (evtl. geringer Ausbildungsstand von Technikern etc.)	Einbindung von Entwicklungsländern als Exportmärkte böte für deutsche Unternehmen große Chancen	Einbindung von Entwicklungsländern als Exportmärkte böte für deutsche Unternehmen große Chancen. Technologien sind vergleichbar mit konventionellen Kraftwerken (plus Kollektorfelder, deren Wartung und Betrieb relativ einfach handhabbar ist). Insbesondere in kombinierter Abwärmenutzung zur Meerwasserentsalzung sehr hohe Anwendungspotenziale in Entwicklungsländern
Kompatibilität mit der	Trotz steigender Erfahrungen und	Wirft Herausforderungen auf bzgl.	Durch Einsatz von Wärmespeichern Grundlastfä-

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
bestehenden Struktur (z.B. Lastwechselverhalten) bzw. möglichen zukünftigen Entwicklungslinien	Steigerung der Anlagenzuverlässigkeit werden CCS-Technologien zu einer Inflexibilisierung des Stromsystems führen (läuft der zunehmenden Flexibilisierung durch Einbindung von REG entgegen). Ausnahme könnte IGCC mit Auskopplung speicherbarer Gase sein	Netzbaubau aus Richtung der Küsten zu den großen Verbrauchszentren. Nur bedingt grundlastfähig. Grundlastfähigkeit durch Speichertechnologien möglich (Speicherung als H ₂ oder andere Optionen; Einstieg in regenerative H ₂ -Wirtschaft strukturell möglich)	higkeit gegeben. Ohne Speicher: Zufeuerung mit Erdgas stellt Grundlastfähigkeit her. Gute Koinzidenz von Stromangebot und –nachfrage (Lastspitze durch Klimatisierungsbedarf in Zielländern ist besonders hoch
Kompatibilität mit anderen Klimaschutzstrategien (dezentrale Optionen)	Als Option zentralisierter Erzeugung nur bedingt kompatibel mit dezentralisierter Erzeugung. Bestimmender Faktor wird die Regelbarkeit von CCS-KW sein	Als Option zentralisierter Erzeugung nur bedingt kompatibel mit dezentralisierter Erzeugung. Bestimmender Faktor wird die Regelbarkeit von Offshore-Windparks sein	Als Option zentralisierter Erzeugung nur bedingt kompatibel mit dezentralisierter Erzeugung. Bestimmender Faktor wird die Regelbarkeit von STK sein; hierbei müssten auch die lokalen Abnehmer vor Ort einbezogen werden
Auswirkungen auf Importabhängigkeit	Imp.-Abh. bei fossilen Energieträgern wird noch stärker steigen als dies ohnehin der Fall ist	Reduziert Importabhängigkeit je nach Ausbaugrad	Wird Importabhängigkeit nicht reduzieren, sondern von Primärenergieträgern auf Strom verlagern. Grad der Schwere der Abhängigkeit hängt von der Gestaltung neuer Kooperationstypen ab.
Sicherheitspolitische Implikationen	Anfälligkeit des E-Systems als Ganzes steigt. Pipelines und Schifffahrtsstraßen sind attraktive Ziele für terrorist. Angriffe	E-System wird intrinsisch sicherer durch Nutzung zahlreicher kleiner Anlagen im Verbund als Windpark (wenige MW pro Anlage). Attraktivität für terrorist. Angriffe gering	Anfälligkeit des E-Systems als Ganzes steigt. HGÜ-Trassen könnten attraktive Ziele für terrorist. Angriffe darstellen. Versorgungsunterbrechung: akut bei Beeinträchtigung der Trassen und der STK. Politische Unterbrechung im Produktionsland: nur dann, wenn der STK-Besitzer nicht identisch mit DEU ist. Mal Gedanken machen.
Verbleibende Aspekte		Ausfallrisiken durch Havarien	Grundsätzlich müsste eine Diskussion geführt wrden, ob die HGÜ-Durchleitung bin nach D obligatorisch ist oder ob nicht eine einfache vermaschte Einspeisung an den Grenzen des europäischen Netzes ausreichend ist (der infrastrukturelle Aufwand wäre erheblich geringer, die Terrorgefahr ebenfalls)

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika

zu Kap.14: Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen von Szenarien

Tab. A 7 Wechselwirkungsmatrix zwischen CCS und anderen relevanten Klimaschutzstrategien (Fokus Stromerzeugung und Kraftstoffbereitstellung sowie Betrachtungsebene Deutschland)

Grundannahme Verfügbarkeit CCS ab 2020/2025

Technologie/Strategie	Verfügbarkeit (ab wann?)	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS		Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
Effiziente zentrale Stromerzeugung	2010	Wirkungsgradsteigerung schafft Spielraum für CCS	Wirkungsgradminderung; im Verbund mit REG ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW vermutlich nicht aufweisen (zusätzliche Komponenten)	Signifikant abnehmend im Zeitverlauf	
Zentrale öff. und ind. KWK	Sofort		In der Regel Gaskraftwerke wg. hoher Stromkennzahl (geringerer CCS-Anreiz), apparativer Aufwand für ind. Betreiber hoch (Platzbedarf kritisch)	Ersatz bestehender Kraftwerke	
Dezentrale KWK	Sofort	Über Brennstoffversorgung mit Wasserstoff (insbesondere perspektivisch bei Brennstoffzelleneinsatz)	<i>CCS nicht praktikabel für dezentrale Anwendungen (hohe Kosten)</i>	Deutlicher Ausbau (16 % Stromerzeugungsanteil in 2050), später mit Brennstoffzellen	(Ja)
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien					
Wasserkraft	Sofort			Läuft in Sättigung	Nein
Windenergie (onshore)	Sofort			Läuft in Sättigung (jedoch Onshore-Repowering)	Nein
Windenergie (offshore)	2015		Im Verbund mit REG ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW ggf. nicht aufweisen	Hoher Beitrag langfristig, Wind insgesamt 33 % (davon > 2/3 offshore)	Ja
REG-Import	Ab 2025			Anteil langfristig steigend (65 TWh in 2050, 13 % Stromerzeugungsanteil in 2050)	Ja – zeitlich starke Konkurrenz

Technologie/Strategie	Verfügbarkeit (ab wann?)	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS		Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
Photovoltaik	Sofort			Begrenzte absolute Bedeutung in Deutschland	Nein
Biomasse	Vergasung ab 2015	Doppelte Dividende bei CCS (negative Emissionen), Multi-Fuel-Use denkbar z.B. bei der Mitverbrennung von Biomasse in Kraftwerken oder Kombivergasung	Wegen Brennstofflogistik, üblicherweise kleinere Anlagen, gerade bei KWK (< 20 MW)	Hohe Bedeutung der Biomasse	Über Kombikonzept nachdenken
Geothermie (Wärme, Strom)	Ab 2015	Synergieprojekte denkbar (vgl. RWTH-Projekt ⁷²)	Konflikte denkbar, vor allem mit Blick auf die Wärmebereitstellung, CCS ab 800 m Tiefe <i>offene Prüffrage</i>	Vorsichtig abgeschätzt (14,5 TWh in 2050 entspricht gut 3 %)	
Stromeinsparung	Sofort			Hoch, Einsparung in 2050 um rund 20 % ggf. Referenzentwicklung	Ja – aber Effizienz-Technologien zeitlich früher verfügbar
Kernenergie	Sofort			Kein Neubau – Entwicklung gemäß Ausstiegsbeschluss	Ja – Frage der Akzeptanz aber entscheidender
Kraftstoff- bzw. Energieträgerbereitstellung					
Bio-Kraftstoffe				Begrenzter Einsatz von Bio-Kraftstoff (111 PJ in 2050 ⁷³)	Nein
Wasserstoff (Kraftstoff, Erdgas-netzeinspeisung)		CO ₂ -armer Wasserstoff kann importiert werden (Abtrennung am Bohrloch), Wasserstoffbereitstellung in IGCC-Anlagen (Kombiprozesse – Multi-Purpose)		Wasserstoff in begrenzten Mengen im Szenario (189 PJ in 2050) auf der Basis von Reg-Strom	<i>Über Kombikonzept nachdenken</i>

⁷² Einkopplung von CO₂ in den (Wasser-)Rücklauf von Geothermieprojekten zur Wärmegewinnung (geothermische Tiefbohrungen bei z.B. 1.500 m Tiefe) - Calzitbildung

⁷³ Sehr restriktive Verwendung in Szenario NaturSchutzPlus I (Schwerpunkteinsatz im stat. Bereich), im Szenario NaturSchutzPlus II liegt der Anteil bei 300 PJ (dafür hier kein REG-H₂-Einsatz), eine vergleichbare Größenordnung zeichnet sich jetzt auch für das UBA-Kraftstoffszenario ab.

Technologie/Strategie	Verfügbarkeit (ab wann?)	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS		Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
Mineralöl		Enhanced Oil Recovery schafft günstige wirtschaftliche Rahmenbedingungen			Internationaler Einstieg für CCS
Erdgas		Abtrennung von CO ₂ als Erdgas-Begleitgas			Internationaler Einstieg für CCS
Speichersysteme					
Druckluftspeicher	Prinzipiell sofort, derzeit intensivere Forschung		Konkurrenz um geeignete geologische Speicherformationen, grundsätzlich sind Speicher für REG-Fluktuationsausgleich interessant		
Wärme- und Kältespeicher (saisonal)	Prinzipiell sofort, derzeit intensivere Forschung		Konkurrenz um geeignete geologische Speicherformationen, grundsätzlich sind saisonale Speicher für REG-Wärmeausbau von hoher Bedeutung		

